

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции» содержит 99 страниц текстового документа, 22 рисунка, 6 таблиц, 3 приложения, 31 использованный источник, 3 листа графического материала.

НЕФТЕШЛАМЫ, РЕАКТОР, ГАЗОГЕНЕРАТОР, ГАЗИФИКАЦИЯ, ТОПЛИВНЫЙ ГАЗ

Цель работы: разработать реактор, который позволит перерабатывать сорбированные нефтяные шламы методом термохимической деструкции с получением чистого топливного газа с высокой теплотворной способностью.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- исследование основные характеристик нефтяных шламов и методов их утилизации и переработки;
- обзор современных конструкций газогенераторов и выбор наиболее эффективной конструкции для переработки нефтешламов;
- разработка технологической схемы и конструкции реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов;
- расчет основных параметров реактора;
- разработка системы планово-предупредительного ремонта и эксплуатации реактора.

В ходе выполнения выпускной работы и исследованы основные характеристики нефтяных шламов и методов их утилизации и переработки. Выполнен обзор современных конструкций газогенераторов и выбор наиболее эффективной конструкции для переработки нефтешламов, Разработана технологическая схема и конструкция реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов, система планово-предупредительного ремонта и эксплуатации реактора.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Литературный обзор	10
1.1 Основные характеристики нефтяных шламов.....	10
1.2 Анализ существующих способов утилизации и переработки нефтяных шламов.....	12
1.2.1 Утилизация буровых отходов.....	12
1.2.2 Накопление нефтешламов.....	13
1.2.3 Комплексный подход при переработке и утилизации нефтяных шламов.....	13
1.3 Газификация и пиролиз как эффективные способы переработки нефтяных шламов.....	15
1.4 Классификация существующих газогенераторов, их конструктивные особенности	16
1.5 Заключение и постановка задачи	22
2 Конструкторско-технологический раздел	23
2.1 Техническое задание	23
2.2 Разработка принципиальной схемы технологического процесса.	24
2.3 Выбор и обоснование вспомогательного оборудования	35
2.4 Разработка конструкции реактора.....	38
2.5 Расчет основных параметров реактора.....	41
2.5.1 Расчет геометрических параметров камеры термохимической деструкции	41
2.5.2 Прочностной расчет.....	42
2.5.3 Тепловой расчет	48
2.5.4 Определение основных параметров процесса термохимической деструкции.....	51
3 Эксплуатация и ремонт. Мероприятия по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту реактора	55
3.1 Система планово-предупредительного ремонта реактора	55
3.2 Особенности диагностирования реактора.....	56
3. 4 Подготовка к ремонту, разборка, чистка, опрессовка.....	Ошибка!
Закладка не определена.	
3.4.1 Подготовительные работы	Ошибка! Закладка не определена.
3.4.2 Чистка и ремонт.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.4.3 Опрессовка.....	Ошибка! Закладка не определена.

Заключение	58
Список использованных источников	59
Приложение А Отчет о патентных исследованиях	62
Приложение Б Программа расчета в программной среде Mathcad 14 ..	79
Приложение В Графические материалы.....	99

ВВЕДЕНИЕ

Все стадии нефтепользования приводят к сильному загрязнению окружающей среды. На сегодняшний день основными источниками загрязнений являются нефтедобывающие предприятия, системы перекачки и транспортировки нефти, хранилища нефтепродуктов и нефтехимическая промышленность.

Отходы нефтепродуктов – нефтешламы, с каждым годом увеличиваются и копятся в специально построенных хранилищах нефтешламов и отходов, отстойниках и шламонакопителях, занимающих огромные территории и наносящих большой ущерб экологии.

Нефтешламы нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих предприятий, образующихся в процессе добычи, переработки нефти и очистки сточных вод, представляют собой смесь осадков и эмульсий, задержанных на очистных сооружениях. Далее они собираются и накапливаются в прудах - шламонакопителях и при хранении разделяются на три слоя: верхний - трудноразделимая эмульсия, средний - загрязненная вода, донный - собственно осадок с большим содержанием механических примесей. Хранилища нефтешламов занимают огромные территории и наносят большой ущерб экологии, в то время как существующие методы борьбы с нефтешламами неэффективны. Существенные загрязнения окружающей среды происходят от разливов нефти, сброса сточных вод, сжигания или захоронения нефтяных отходов.

Предотвращение загрязнения природной среды нефтью и продуктами ее переработки – одна из сложных и многоплановых проблем охраны природной среды. Объемы нефтешламов не могут сравниться не с каким другим загрязнителем, т.к. имеют большую площадь распространения и число источников загрязнения.

Актуальной проблемой нефтяной отрасли является отсутствие эффективных и экономически выгодных методов переработки нефтяных шламов и сточных вод, так как утилизация (сжигание, захоронение) не решает проблему экологии нефтяных производств.

Проблема эффективной переработки нефтешламов и ликвидации шламонакопителей также актуальна в условиях жестких правил лицензирования и землеотвода, предъявляемых органами надзора.

Создание нового метода борьбы с нефтяными шламами должно основываться на применении передовых энергоэффективных технологий на базе пиролиза или газификации исходного сырья и последующей комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с помощью газопоршневого электрогенератора.

Целью данной работы является разработка реактора, который позволит перерабатывать сорбированные нефтешламы методом термохимической деструкции с получение чистого топливного газа с высокой теплотворной способностью.

Объект исследования – переработка нефтяных шламов

Предмет исследования – реактор для переработки сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- исследовать основные характеристики нефтяных шламов и методов их утилизации и переработки;
- провести обзор современных конструкций газогенераторов и выбрать наиболее эффективную конструкцию для переработки нефлешламов;
- разработать технологическую схему и конструкцию реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов;
- провести расчет основных параметров реактора, требований к конструкции и надежности реактора;
- разработать систему ППР и эксплуатации реактора.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Основные характеристики нефтяных шламов

Нефтяные шламы - это устойчивые многокомпонентные агрегатные физико-химические системы, которые состоят из нефтепродуктов, минеральных примесей и воды. Они образуются в технологических процессах добычи и подготовки нефти, нефтепереработки и нефтехимии, а также транспортировке нефти и нефтепродуктов. Вследствие взаимодействия с различными условиями окружающей среды и в течение какого-либо промежутка времени образуются нефтяные шламы, которые неодинаковы по физико-химическим характеристикам и составу.

При многообразии нефтяных отходов (в обобщенном виде) нефтяные шламы могут быть подразделены на три группы согласно условиям их образования[1]:

- грунтовые (образуются в случаях пролива нефтепродуктов и сырой нефти на почву в процессе производства или аварийных ситуациях);
- придонные (образуются при оседании разливов нефти на дне водоема);
- резервуарного типа (образуются при перевозке нефтепродуктов и хранения в емкостях различной конструкции);

Соотношение нефтепродуктов в нефтяных шламах резервуарного типа, механических примесей (частицы глины, ржавчины, песка и т.д.) и воды происходит колебание в пределах 5-90% составляют углеводороды. 1-52% - вода. 0.8-65% твердые примеси.

В результате физико-химического взаимодействия нефтяных продуктов в объеме нефтеприемного устройства с влагой, механическими примесями, кислородом воздуха и с материалом резервуарных стенок происходит образование так называемых резервуарных нефтешламов. В результате данных процессов происходит окисление нефтепродуктов и приводит к образованию смолоподобных соединений и коррозии (ржавления) стенок резервуара.

Существует следующая классификация нефтешламов нефтепереработки:

- 1) «Плавающие» масляные шламы после переработки жидких отходов:
 - шламы гравитационных сепараторов;
 - флотационные шламы;
 - излишки биологического ила, если они составляют небольшую фракцию этой категории и содержат немного масел.
- 2) Тяжелые маслянистые шламы, часто содержащие: песок со дна емкостей и резервуаров:
 - песок со дна водосборных колодцев и сепараторов;
 - осадочные отложения обессоливающих установок.

3) Немаслянистые шламы:

- образовавшиеся при декарбонизации под действием извести или при осветлении подпитывающей воды;
- остатки алкилирования;
- отработанные катализаторы;
- обесцвечивающая глина;
- излишки активного ила в том случае, когда его производство преобладает.

В основном нефтешламы представляют собой тяжелые нефтяные остатки, содержащие в среднем (по массе) 10-56%

Обобщенная информация о физико-химических свойствах нефтяных шламов представлена в таблице 1 [2].

Таблица 1 - Физико-химические свойства нефтешламов

Название показателя	Значение
Содержание нефтяных фракций, %	до 98
Содержание остаточной воды, %	до 22
Вязкость, мм ² /с при 20°C при 50°C	2497–33,4 2694–12,9
Плотность при 20°C, кг/м ³	885–988
Содержание, % масс асфальтены смолы парафины	14,1–3,9 44,0–9,5 9,1–3,1
Массовая доля фракций, выкипающих до температуры: 250°C 300°C 350°C 400°C 450°C 500°C	23,5–1, 34,7–7,5 41,0–14,9 51,9–26,0 59,8–36,3 70,0–46,3

Нефтяные шламы можно использовать как вторичное сырье, поэтому переработка нефтяных шламов на данный момент является необходимым процессом. В ходе переработки нефтяного шлама удастся восстановить некую часть утраченного нефтепродукта.

1.2 Анализ существующих способов утилизации и переработки нефтяных шламов

Нефтяные шламы образуются при строительстве нефтяных и газовых скважин, при промысловой эксплуатации месторождений, транспортировке нефти, ее переработке, при чистке резервуаров, очистке сточных вод, содержащих нефть, во время ремонта оборудования и т.д. Загрязнение окружающей среды происходит фактически повсеместно. Шламонакопители, представляющие собой открытые земельные емкости для хранения шламов, занимают большие территории, пожароопасны, являются источником загрязнения окружающей среды вследствие испарения нефтепродуктов и загрязнения грунтовых вод. Поэтому обезвреживание и утилизация нефтяных шламов является острой проблемой.

1.2.1 Утилизация буровых отходов

В процессе бурения скважин накапливаются и хранятся в земляных амбарах большие объемы отходов: буровые шламы (БШ), остатки бурового раствора (ОБР), буровые сточные воды (БСВ), тампонажные растворы, пластовые воды, продукты испытания скважин, материалы для приготовления и химической обработки растворов, горюче-смазочные материалы (ГСМ), хозяйственно-бытовые и ливневые сточные воды. Процентное соотношение между компонентами может быть самым разнообразным в зависимости от геологических условий, технологических процессов, технического состояния оборудования, культуры производства и т.д. Разнообразие загрязнителей зависит от состава реагентов, используемых в процессе бурения скважин, и они известны. Фазовый состав, например, ОБР - вода 75-90%, твердая фаза 10-25%, нефть и нефтепродукты 7-14%.

Отходы бурения содержат широкий спектр загрязнителей минеральной и органической природы. На 1 м³ отходов приходится 68 кг загрязняющей органики, не считая нефти и нефтепродуктов и минеральных загрязнителей. По данным ОАО «Когалымнефтегаз», при бурении скважины глубиной 2600 м в амбаре содержится около 65% воды, 30% шлама (выбуренной породы), 5,5% нефти, 0,5% бентонита и 0,5% различных присадок. Содержание нефтепродуктов в шламе колеблется в пределах от 2000 до 13870 мг/кг. Нефтяная часть шлама представлена в основном парафино-нафтеновыми углеводородами -41,8%, из них 20% - твердые парафины. Асфальтены составляют 5,6%, смолы - 19,2%, полициклические ароматические углеводороды - 20,1%. Нефтяная часть отходов распределяется в амбаре следующим образом: 7-10% нефтеуглеводородов сорбируется на шламе, 5-10% находится в эмульгированном и растворенном состоянии, остальные углеводороды находятся на поверхности амбара в виде пленки. Неорганическую часть отходов составляют в основном окислы кремния и

железа (песок, продукты коррозии), небольшие количества (менее 1%) соединений алюминия, натрия, цинка и других металлов [4].

1.2.2 Накопление нефтешламов

Накопление отходов осуществляется на специально отведенных для этого площадках или в бункерах без какой-либо сортировки или классификации.

В шламонакопителях происходят естественные процессы - накопление атмосферных осадков, развитие микроорганизмов, протекание окислительных и других процессов, т.е. идет самовосстановление; однако в связи с наличием большого количества солей и нефтепродуктов при общем недостатке кислорода процесс восстановления может протекать десятки лет.

Кроме того, на предприятиях накапливаются различного вида сыпучие отходы, отработанные адсорбенты и катализаторы, заводской мусор, жидкие и твердые отходы. Шлам образуется также при нейтрализации химически загрязнённых сточных вод.

В связи с ужесточением требований к качеству сбрасываемых отходов правильный выбор установки для утилизации заводских отходов, предназначенных ранее для захоронения, позволяет эффективно решить вопросы охраны окружающей среды и резко повысить рентабельность производства. Знание состава отходов, образующихся в результате производственного процесса, изучение их поведения при высоких температурах позволяют выявить оптимальную конструкцию установки и выбрать оптимальные параметры процесса, позволяющие эффективно утилизировать образующиеся отходы.[5]

1.2.3 Комплексный подход при переработке и утилизации нефтяных шламов

Комплексный подход утилизации и переработки нефтяных шламов может быть универсальным для большинства нефтесодержащих шламов и содержит в себе следующие этапы:

- извлечение верхнего (нефтяного), среднего (водного) и нижнего (осадочного, грунтового) слоев из шламовых амбаров;
- разделение извлеченных слоев на три фазы: нефтяную, водную и твердую;
- обработка всех трех фаз до кондиций, требуемых потребителем (в случае реализации) или нормами ПДК по содержанию вредных веществ (в случае сброса в водоемы, почвы или захоронения).

В состав комплекса включаются следующие виды стандартного и нестандартного оборудования:

- заборное устройство (типа скиммера), дооборудованное системой подогрева и дезинтеграции вязких и затвердевших нефтепродуктов;

- заборное устройство для извлечения твердого осадка (загрязненного грунта, твердых продуктов и тому подобных);

- реакторы-смесители турбулентного или кавитационного типа для обработки извлеченных из шламовых амбаров продуктов и их подготовки к последующему эффективному разделению на три фазы: нефтяную, водную и твердую;

- гравитационные отстойники для разделения на самостоятельные фазы обработанных при определенных условиях (температура, давление, время обработки, гидродинамический режим) и с помощью необходимых реагентов (деэмульгаторы, флокулянты, коагулянты) жидких и содержащих твердую фазу (пульпу) продуктов;

- устройства доочистки полученных продуктов до требуемых норм качества:

- 1) биологические фильтры для доведения содержания нефтепродуктов до требуемой величины (до 0,03 мг/л);

- 2) система фильтров и сепараторов для разделения твердой фазы на органическую и неорганическую составляющие.

Дополнительное оборудование:

- промывочное устройство для очистки грунта от нефтепродуктов;

- полигон (специальная площадка) для обработки грунта биосорбентом и доведения содержания в нем нефтепродукта до требуемых норм.

Технология утилизации нефтешламов проводится следующим образом. Нефтешлам поступает с места складирования на специальную обвалованную площадку по детоксикации шлама площадью 0,8 га. Площадка разбита на карты, в каждую карту завозятся опилки и равномерно (слоем 15-20 см) распределяются по всей поверхности. На подготовленную подложку раскладывается нефтешлам и смешивается с опилками с помощью трактора, оборудованного фрезой. Общая высота подготовленного слоя не превышает 0,4 м.

Приготовленную смесь обрабатывают биопрепаратом с добавлением минеральных удобрений (диаммофос). Полученный субстрат тщательно перемешивается, периодически увлажняется (2 раза в неделю) с перемешиванием. Время детоксикации шлама составляет 2 месяца. С марта по октябрь осуществляется 4 полных цикла биологической очистки. На данной площади обеспечивается переработка 2500 м³ нефтешламов. Образующийся новый продукт относится к 4-му классу опасности и используется в качестве технического грунта для отсыпки дорог, ликвидации оврагов, создания газонов[3].

1.3 Газификация и пиролиз как эффективные способы переработки нефтяных шламов

Газификация — преобразование органической части твёрдого или жидкого топлива в горючие газы при высокотемпературном (1000—2000 °С) нагреве с окислителем (кислород, воздух, водяной пар, CO₂ или, чаще, их смесь). Полученный газ называют генераторным по названию аппаратов, в которых проводится процесс — газогенераторов.

Сырьём для процесса обычно служат каменный уголь, бурый уголь, горючие сланцы, торф, дрова, мазут, гудрон.

Существует несколько способов проведения процесса газификации сырья: кускового — в плотном слое, мелкозернистого — в «кипящем слое», пылевидного и жидкого — в факеле. При газификации твёрдого топлива в газовую фазу переходит до 80 % органической части топлива. Из-за нечувствительности к качеству сырья и наличию балластов (минеральных примесей и влаги) метод находит широкое применение для переработки низкосортных видов топлива. Кроме того, полученное газообразное топливо при сжигании выделяет значительно меньшее количество вредных веществ, чем при прямом сжигании твёрдого топлива.

Газификационная технология обезвреживания отходов была заимствована из металлургической промышленности, где для получения горючих газов из бурого высокозольного угля широко использовали газификацию в камерных, циклонных или надслоевых реакторах при температурах 600–1100°С в атмосфере газифицирующего агента (воздух, кислород, водяной пар, диоксид углерода или их смесь). В результате реакции образуются синтез – газ и «туман» из жидких смолистых веществ, бензопирена и диоксинов. Масса тумана при 600°С может достигать до 30% от массы синтез-газа. При увеличении температуры газификации доля тумана в массе синтез-газа падает и при температуре более 1100°С близка к нулю [6].

Особенность газификации состоит в том, что в отличие от сжигания в реакторе газовая фаза имеет восстановительные свойства. Поэтому образование оксидов азота и серы термодинамически невыгодно, и вредных газовых выбросов из газификаторов значительно меньше, чем из печей сжигания. В качестве газифицирующих агентов могут быть использованы воздух, кислород, водяной пар, диоксид углерода и их смеси. Достоинствами такого способа являются высокие коэффициент полезного действия и производительность процесса, большая вариативность получаемых продуктов. Получаемая смесь водорода и оксида углерода используется в каталитическом процессе синтеза метилового спирта или получения энергии.

1.4 Классификация существующих газогенераторов, их конструктивные особенности

Газогенератор – это установка для получения горючего газа из твердого топлива. В качестве твердого топлива, как правило, применяются местные ресурсы: уголь, торф, древесина, солома, а так же отходы деревообрабатывающих производств. Превращение твердого топлива в газообразное называется «газификацией» и заключается в сжигании топлива с поступлением количества кислорода воздуха или водяного пара, недостаточном для полного сгорания.

Газогенераторные установки используют для получения пара, или горячего воздуха для различных технологических процессов, а так же в составе отопительных систем.

Газогенераторы классифицируются[7]:

- по роду процесса - газогенераторы для получения воздушного газа, водяного газа, смешанного газа;
- по характеру слоя - газогенераторы с плотным слоем, со взвешенным слоем, с «кипящим» слоем;
- по давлению, при котором протекает газогенераторный процесс, — атмосферные газогенераторы, газогенераторы высокого давления;
- по степени механизации процесса — немеханизированные газогенераторы, полумеханизированные и механизированные.

Взвешенный слой топлива организуется в газогенераторах, предназначенных для газификации мелкозернистого топлива. Такой слой располагается в конической части газогенератора, причем крупные частицы должны витать в узкой части конуса, а мелкие — в широкой. Таким образом, частицы сепарируются в слое. В действительности наблюдается поступательно-возвратное движение частиц, то есть происходит некоторое перемешивание слоя.

«Кипящий» слой наблюдается при скоростях потока, выходящих за пределы устойчивости плотного слоя. «Кипение» связано с раздвижкой частиц топлива, что увеличивает объем слоя в 1,5—3,0 раза. Движение частиц топлива (обычно мелких — от 2 до 12 мм) напоминает движение кипящей жидкости, почему такой слой и получил название «кипящего».

Простейшая технологическая схема получения горячего генераторного газа представлена на рисунке 1; в ней осуществляется сухая очистка газа лишь от уноса и пыли в пылеуловителях, что обуславливает небольшую начальную стоимость строительства и меньший расход материалов для изготовления оборудования.

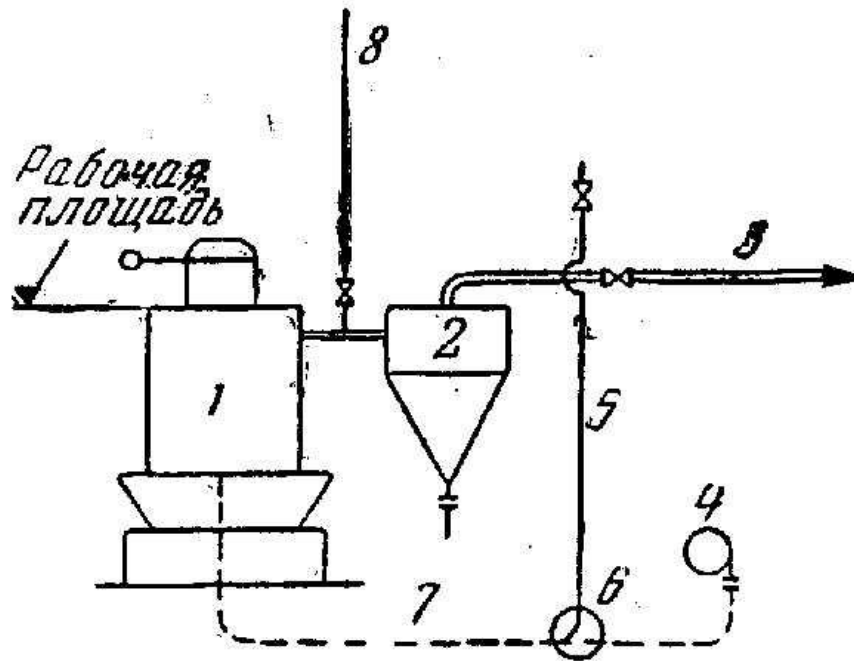


Рисунок 1 – Промышленная схема получения горячего газа:

1 – газогенератор, 2 – циклон (при углях), 3 – газопровод к потребителю, 4 – воздуходувка, 5 – паропровод, 6 – смеситель, 7 – паровоздушная смесь, 8 – свеча в атмосферу

В тепловом отношении горячий газ выгоднее холодного, так как при потреблении его имеется возможность использовать физическое тепло газа. Кроме того, горячий газ несет с собой большое количество конденсирующихся горючих веществ (смола, скипидара, фенолов и так далее), которые увеличивают тепловую ценность газа.

Недостатком схемы горячего газа является ограниченность радиуса подачи газа потребителю, так как при большой длине газопроводов возможность использования физического тепла газа практически отсутствует.

Кроме того, горячий газ подается в сеть при небольшом давлении (20-50 мм вод.ст.), а следовательно, и с небольшими скоростями (4-8 м/сек); поэтому газопроводы получаются громоздкими, и для их "изготовления требуется большое количество металла.

Газопроводы загрязняются смолой и пылью из-за конденсации различных составляющих газа при его охлаждении. Газогенераторные станции горячего газа работают рационально при расположении их в непосредственной близости потребителю.

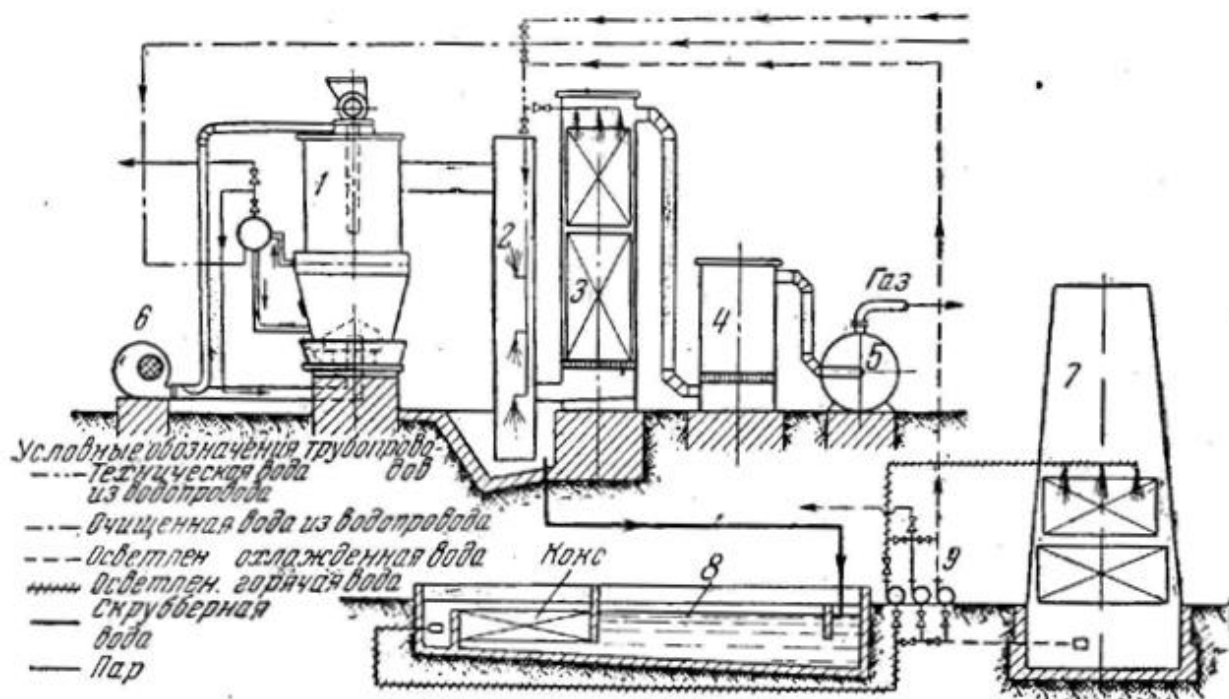


Рисунок 2 – Схема установки для получения холодного газа из бессмольных топлив: 1 – газогенератор, 2 – стояк-охладитель, 3 – скруббер, 4 - каплеуловитель, 5 – газодувка, 6 – вентилятор, 7 – градирия, 8 – отстойник-фильтр, 9 – насосы для воды

Рассмотрим схему получения холодного газа из бессмольных топлив[8]. Как сказано выше, практически бессмольный газ может быть получен при газификации антрацита и кокса или топлив, дающих смолу при газификации их в обращенных или двухзонных газогенераторах. Если в газе содержится очень мало смолы, то задача обработки газа чаще всего сводится к очистке его от пыли, охлаждению в целях освобождения от влаги и компрессии до необходимого давления. Наиболее рациональной является схема: газогенератор - пылеотделитель - котел-утилизатор - скруббер - газодувка - каплеуловитель. Эта схема получается путем добавления в схему, изображенную на рисунке 2, скруббера между котлом-утилизатором и газодувкой и каплеуловителя после газодувки.

Конструкции газогенераторов[9]:

– газогенераторы прямого процесса газификации (рисунок 3);

Газогенераторы прямого процесса могут сжигать уголь полукокс и антрацит – топливо небитуминозное. Конструктивное отличие данного типа агрегатов в том, что воздух поступает через колосниковую решетку снизу, а забор газа производится сверху. В газогенераторах прямого процесса влага топлива не попадает в зону горения, поэтому ее подводят специально. Обогащение генераторного газа водородом из воды повышает мощность газогенератора.

Преимущество прямого процесса - простота исполнения. Недостаток - большое содержание влаги и смол. Данный недостаток можно устранить, используя очищенное топливо: древесный уголь или кокс.

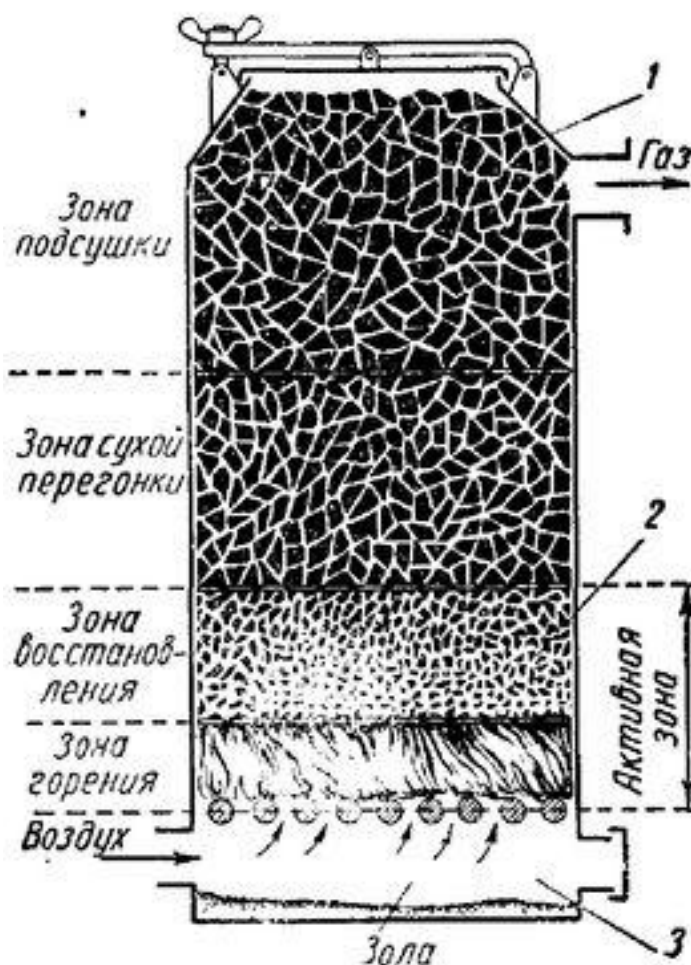


Рисунок 3 – Схема газогенератора прямого процесса газификации
– газогенераторы обращенного (опрокинутого) процесса газификации (рисунок 4);

Газогенераторы опрокинутого или обращенного процесса предназначены для сжигания смолистого топлива – дров, древесного угля и отходов.

В таких генераторах воздух подается в среднюю по высоте часть, в которой и происходит процесс горения. Отбор образовавшихся газов осуществляется ниже подвода воздуха.

Зоны сухой перегонки и подсушки располагается выше активной зоны, поэтому влага топлива и смолы не могли выйти из газогенератора, минуя активную зону. Проходя через зону с высокой температурой, продукты сухой перегонки подвергаются разложению, в результате чего количество смол в выходящем из генератора газе незначительно.

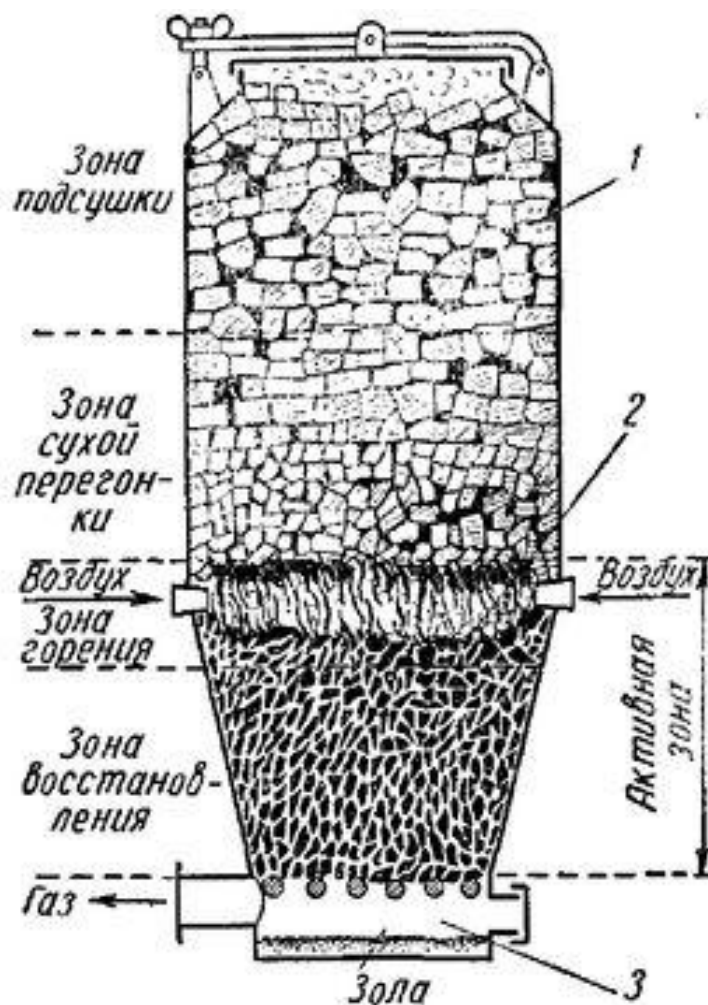


Рисунок 4 – Схема газогенератора обратного процесса газификации

– газогенераторы поперечного (горизонтального) процесса газификации.

Газогенераторы поперечного процесса газификации (рисунок 5) отличаются тем, что воздух в них подводится сбоку – в нижней части корпуса, причем подается он с высокой скоростью дутья через фурмы. Отбор газа производится напротив фурмы через газоотборную решетку. Активная зона газификации в газогенераторе горизонтального процесса очень мала и сосредоточена между концом фурмы и газоотборной решеткой. Время пуска такого генератора намного меньше, также он легко приспосабливается к смене режимов работы.

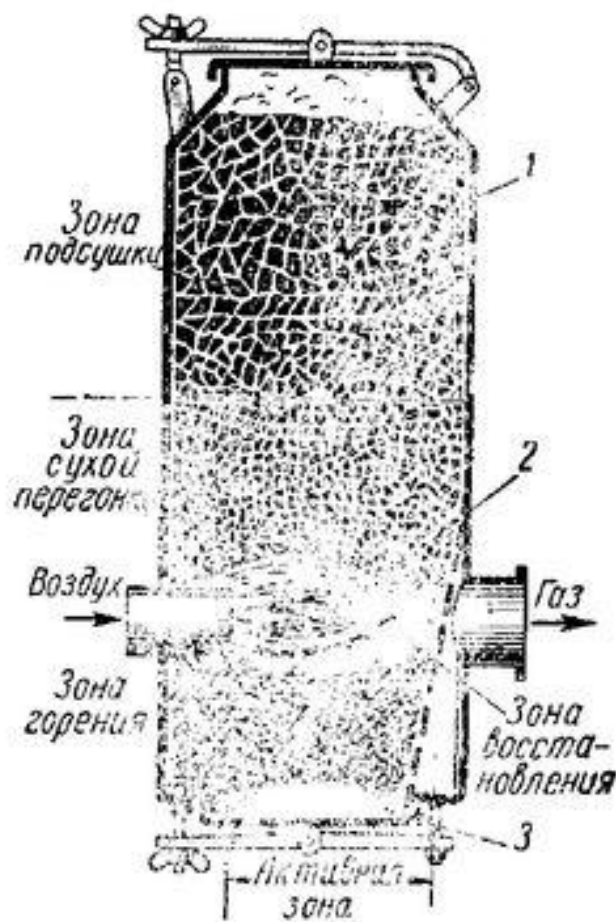


Рисунок 5 – Схема газогенератора поперечного процесса газификации

Сравнив газогенераторы прямого, обращенного и горизонтального процесса можно сделать вывод, что для переработки нефтяных шламов наиболее подходящим будет использование газогенератора обращенного процесса. Устройство газогенератора горизонтального процесса отличается от устройства газогенератора обращенного процесса тем, что воздух в них подводится сбоку – в нижней части корпуса, причем подается он с высокой скоростью дутья через фурмы. Отбор газа производится напротив фурмы через газоотборную решетку. В газогенераторах обращенного процесса воздух подается в среднюю часть – в зону горения, а забор газа производится ниже зоны горения – в зольнике. Конструкция газогенератора обращенного процесса проста, но позволяет легко производить забор газа для дальнейшей переработки. Обратный процесс имеет самое меньшее содержание смол, потому что газ разложения топлива проходит самую высокотемпературную зону «окисления», что приводит к практически полному его разложению.

Исходя из вышеперечисленного, при создании реактора для переработки насыщенного нефтью сорбента мы будем применять конструкцию газогенератора обращенного типа.

1.5 Заключение и постановка задачи

В ходе выполнения литературного обзора был выполнен аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по теме работы, который представлен в приложении А.

Изучены основные характеристики, физико-механические свойства, классификации нефтяных шламов. Выполнен сравнительный анализ способов утилизации и переработки нефтяных шламов различными методами, в том числе методы термической деструкции, выявлены недостатки представленных методов.

Рассмотрена эффективность процессов пиролиза и газификации топлива, а также факторов, влияющих на эффективность этих процессов. Приведен обзор классификации, конструкции и технологических особенностей существующих газогенераторов, выявлены достоинства и недостатки различных процессов газификации и выбран наиболее подходящий вид процесса при создании реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции.

В ходе дальнейшей разработки реактора необходимо выполнить следующие задачи:

- разработать принципиальную технологической схемы процесса термохимической переработки сорбированных нефтяных шламов и разработку конструкции реактора;
- выполнить расчёт основных параметров реактора;
- выбрать вспомогательное оборудование;
- разработать мероприятия по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту реактора.

2 КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Техническое задание

1) Назначение

Реактор предназначен для переработки сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции получением топливного газа с высокой теплотворной способностью.

2) Область применения

Реактор может применяться в нефтеперерабатывающей и нефтедобывающей отраслях для переработки нефтяных шламов.

3) Технические характеристики

Производительность реактора – 200 кг/ч

Габаритные размеры: высота в пределах 2,5 м., диаметр корпуса до 1 м.

Рабочее давление: 1 атм.

Максимальная температура в камере термохимической деструкции 1500°C

Материал корпуса: сталь 12х18н10т, тип исполнения – колонна

Материал тепловой изоляции: огнеупорная керамика и базальтовая вата

4) Требования к конструкции и комплектации

Корпус газогенератора изготавливается из трубы стальной согласно ГОСТ 10704-91[10] и должен иметь приварные патрубки для подключения оборудования для откачки газа и подачи воздуха. К нижней части корпуса приварен зольник с крышкой и опоры [11], на которых будет стоять реактор. В верхней части корпуса должна быть плоская фланцевая крышка с прокладкой гофрированной с асбестовым наполнителем из нержавеющей стали, выбранная исходя из допустимой температуры и давления в реакторе., в которой располагается загрузочный люк, выполненный в виде крышки цистерн [12].

Камера термохимической деструкции служит для загрузки внутрь газогенератора топлива, а также для протекания основного процесса. Камера установлена внутри корпуса газогенератора и содержит теплоизолирующую вставку из огнеупорной керамики.

В нижней части камеры термической деструкции должна быть расположена колосниковая решетка. Через отверстия решетки зола от переработанных сорбированных нефтяных шламов проваливается в зольник. Чтобы колосниковую решетку можно было очищать от шлака, она сделана съемной.

Фильтр-пылеуловитель и фильтр тонкой очистки располагаются за корпусом газогенератора. Они изготовлены из труб, наполненных фильтрующими элементами.

Прежде чем поступить в фильтр тонкой очистки, газ должен проходить через охладитель. А после фильтра тонкой очистки очищенный газ должен

поступать в смеситель, где смешивается с воздухом. И только затем газоз-воздушная смесь поступает в двигатель внутреннего сгорания.

5) Требования к надежности.

Высокая износостойкость реактора достигается применением коррозионностойкой стали при изготовлении обечайки корпуса, теплоизоляцией, состоящей из огнеупорной керамики и базальтовой ваты, которые защищают стенки корпуса от влияния высоких температур.

Применение типовых конструкций при разработке реактора позволяет унифицировать конструкцию.

Ремонт производится в соответствии с системой планово-предупредительных ремонтов, сочетающей планирование сроков и объема ремонтных работ и учет действительного состояния реактора с помощью диагностирования методами неразрушающего контроля, такими как акустический метод, магнитно-порошковый.

2.2 Разработка принципиальной схемы технологического процесса

Для наиболее эффективного решения проблемы переработки нефтешламов необходим комплексный подход. Ранее нами была разработана концепция автономного перерабатывающего комплекса[13], который позволит очищать сточные воды нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих производств от органических и неорганических соединений, перерабатывать органические загрязнения в топливный газ и далее, с помощью газопоршневого электрогенератора, перерабатывать получившийся топливный газ в электричество и тепло. Такой энергоблок, в свою очередь, обеспечит энергонезависимость всего перерабатывающего комплекса в целом (рисунок 6).

Комплекс состоит из:

- шламонакопителя;
- модуля извлечения органических соединений;
- модуля извлечения неорганических соединений;
- модуля термохимической деструкции;
- энергетического модуля.

В данном комплексе на первом этапе осуществляется разделение скопившихся в шламонакопителе сточных вод на органическую и неорганическую части. После этого неорганическая часть (механические примеси, остатки бурового раствора) поступают в модуль извлечения неорганических соединений. Органическая часть поступает в модуль извлечения органических соединений, где подвергается обезвоживанию и отделению углеводов при помощи адсорбции на полимерных сорбентах. Сорбированные нефтешламы затем направляются в модуль термохимической деструкции, где подвергаются пиролизу и газификации реакторе по переработке сорбированных нефтяных шламов. В отличие от обычного прямого сжигания в содержание вредных веществ в отходящих газах

сжигания топливного газа (продуктов процессов пиролиза и газификации) существенно ниже. Тем самым повышается экологическая эффективность технологического процесса.

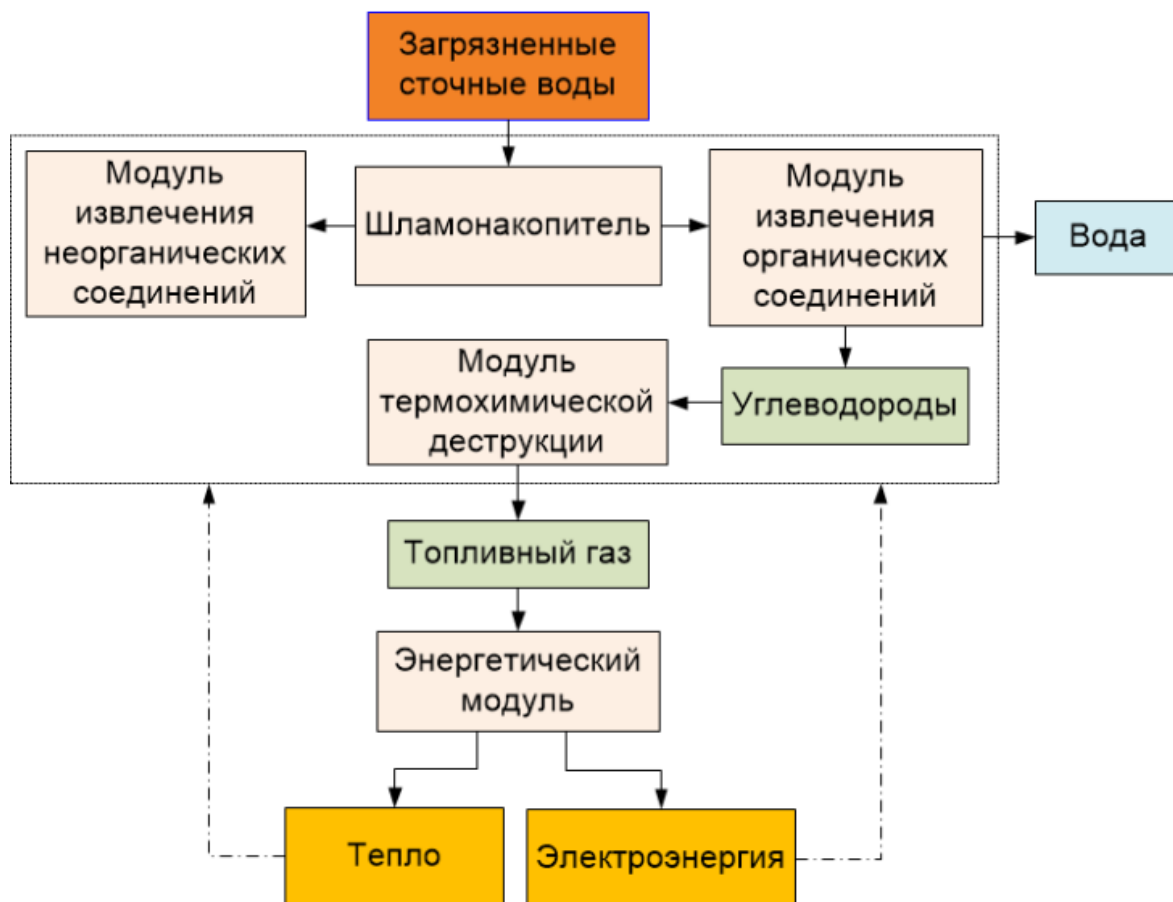


Рисунок 6 – Принципиальная схема автономного комплекса для очистки сточных вод нефтегазовых промыслов

Рассмотрим процесс работы реактора, который невозможен без вспомогательного оборудования. Технологическая обвязка реактора состоит из тягодутьевой машины центробежного типа – дымососа, который создает тягу, с помощью которой выработанный газ «выкачивается» из реактора. За корпусом реактора располагаются фильтр-пылеуловитель «Циклон» для очистки газа от золы и фильтр тонкой очистки.

Прежде чем поступить в фильтр тонкой очистки, газ проходит через теплообменник газ-газ, где он остывает. А после фильтра тонкой очистки очищенный газ поступает в дымосос.

Розжиг реактора осуществляется пропановой горелкой с пьезоподжигом.

Более наглядно последовательность движения горючего газа, после выхода из реактора, показана на рисунке 7.

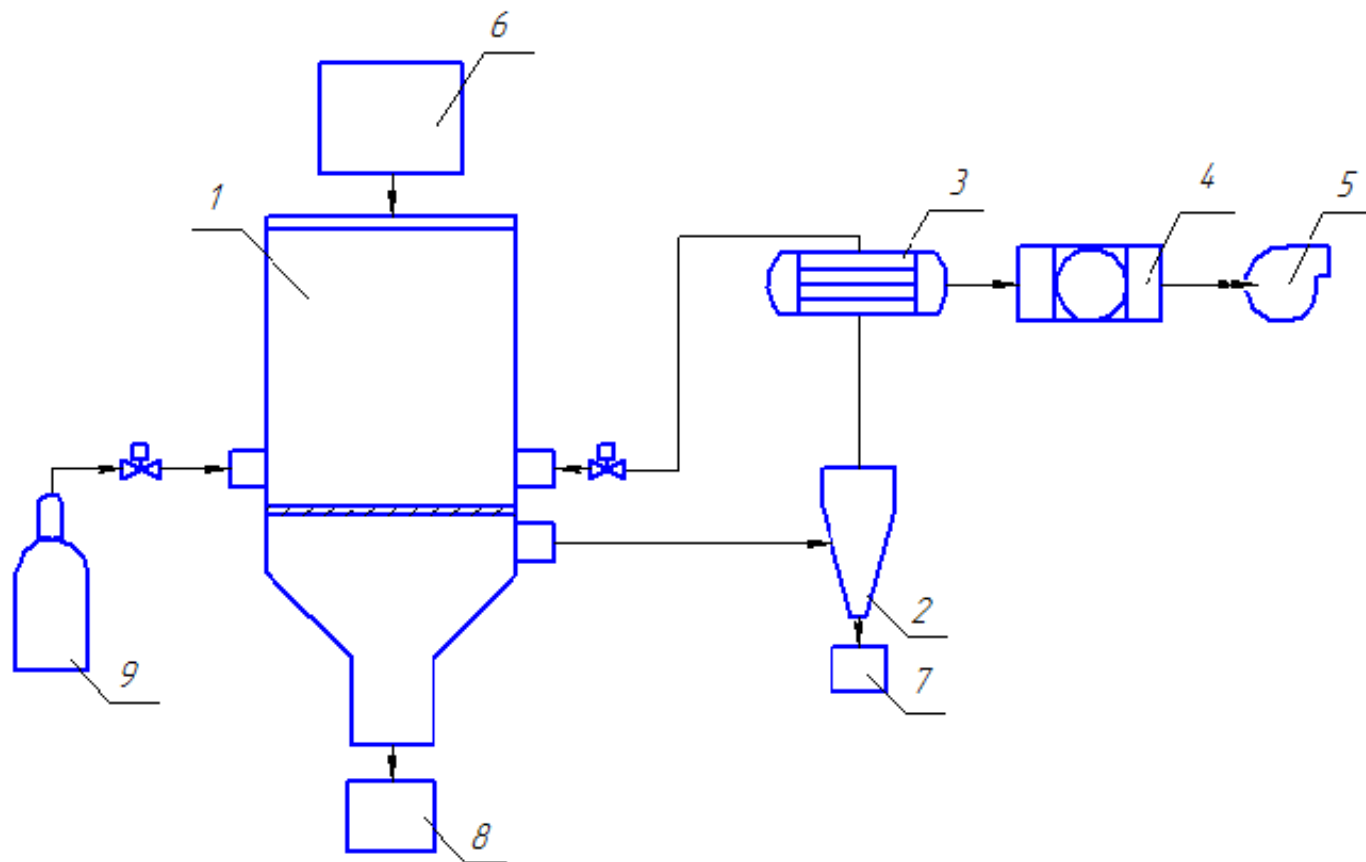


Рисунок 7 – Технологическая схема процесса переработки сорбированных нефтяных шламов: 1 – реактор для переработки сорбированных нефтяных шламов, 2 – фильтр-пылеуловитель циклонного типа, 3 – теплообменник газ-газ, 4 – фильтр тонкой очистки, 5 – дымосос, 6 – емкость для сырья, 7 – емкость для золы из реактора, 8 - емкость для золы из фильтра-пылеуловителя, 9 – баллон с пропаном

2.3 Выбор и обоснование вспомогательного оборудования

Горелка пропановая с пьезоподжигом предназначена для нагрева сырья до температуры, достаточной для начала протекания процесса термохимической деструкции (рисунок 8). Применяется принудительная подача воздуха от компрессора (сети) или подсос из атмосферы. Благодаря пьезоподжигу она обеспечивает удобство в работе, а также безопасность. Данная горелка обладает высокой надежностью и имеет высокие эксплуатационные показатели. Нажатием кнопки производится зажигание горючей смеси.

Турбо стакан с дополнительными пазами повышает эффективность сгорания пропана и значительно уменьшает расход, в результате чего увеличивается скорость нагрева металла. [14]



Рисунок 8 - Горелка пропановая с пьезоподжигом

Дымосос работает над продуктами сгорания, удаляемыми из установки. Для откачки газа из реактора применяется тягодутьевая машина (центробежного типа) – дымосос Д-3,5 М[15], представленные на рисунке 9



Рисунок 9 - Дымосос Д-3,5 М

Для очистки полученного в ходе переработки сорбированных нефтяных шламов газа от пыли и золы используется Фильтр-пылеуловитель циклонного типа[16].

На рисунке 10 показана схема циклона. В основе конструкции циклона лежит принцип использования центробежной силы.

В составе аппарата находится цилиндрический корпус, имеющий каноническое днище. Исходный газ поступает в корпус тангенциально через штуцер. На входе скорость газа составляет 20-30 м/с. За счет того, что газ вводится тангенциально, он приобретает вращательное движение вокруг трубы, которая располагается по оси корпуса и осуществляет вывод очищенного газа.

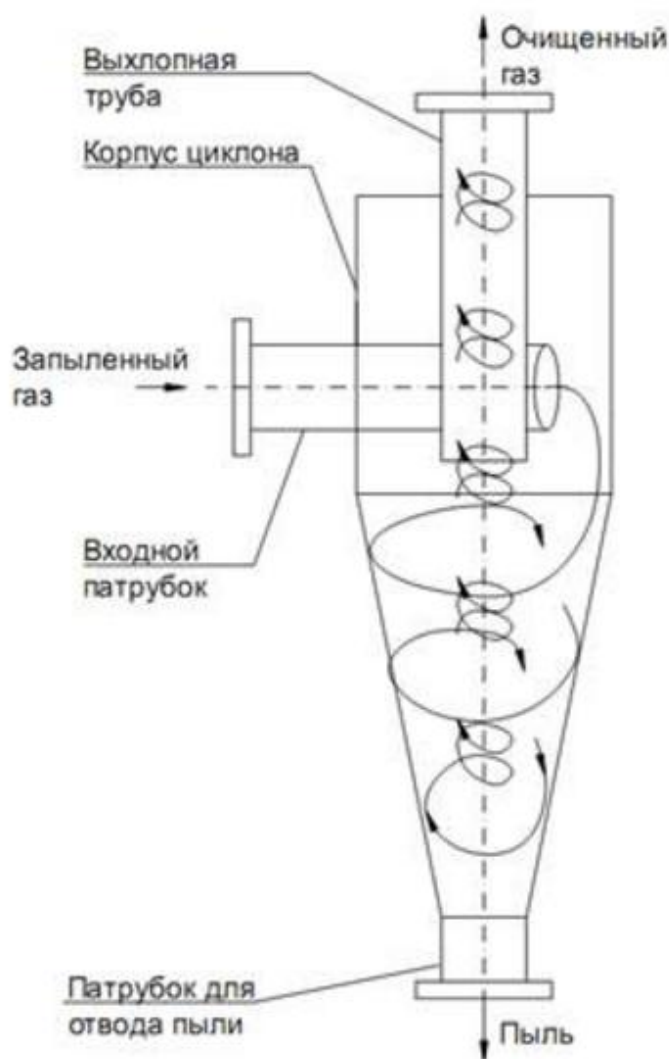


Рисунок 10 – Схема фильтра-пылеуловителя циклонного типа

Процесс очистки газа посредством циклона представляет собой комплексный аэродинамический процесс, при котором чистый и загрязненный газ перемещаются в разных направлениях вихреобразно. Пыль собирается во внешних слоях газа и выводится с ними в пылесборник.

Под воздействием центробежных сил в циклоне разделяется потока газа и пыли. Центробежные силы возникают при закручивании потока при помощи различных механических устройств или тангенциального потока воздуха. Под воздействием центробежных сил пыль из газа отбрасывается на стенки корпуса, а также в бункер, который предназначен для улавливания пыли. Для того чтобы обозначить под каким углом находится входной патрубок, его указывают в названии конструкции аппарата.

Таким образом, внутри циклона образуются два потока, движущихся по траектории спиралеобразной формы. Исходный газ образует внешний поток и движется вниз вдоль стенок корпуса. При этом содержащиеся в нем частицы пыли под действием центробежной силы отбрасываются к стенкам аппарата. Очищенный газ образует внутренний поток. Он поднимается вверх и выводится наружу. Концентрация твердых частиц образуется у стенок корпуса и под действием потоков направляется в разгрузочный бункер.

Для тонкой очистки газа после фильтра-пылеуловителя циклонного типа требуется установить фильтр тонкой очистки[17]. Для этого выбираем активированный угольный фильтр, который лучше других устраняет летучие и полуметучие органические соединения с довольно большой молекулярной массой.

Для удаления газов с более низкой молекулярной массой, таких как формальдегид, сернистый ангидрид и диоксид азота необходимо использовать добавки, изготовленные из хемосорбентов, которые способны химически устранять эти газы. Хемосорбенты вступая в реакцию с молекулой воды, находящейся в воздухе, и молекулой газа химически их разлагают на безвредные вещества, такие как диоксид углерода. Этот процесс называется химическим поглощением. К типичным хемосорбентам относятся оксид алюминия, силикат алюминия и перманганат калия.

– Теплообменник газ-газ[18]

Для охлаждения газа до заданной температуры применяется теплообменник газ-газ. Теплообменник представляет собой горизонтальный кожухотрубчатый аппарат с плавающей головкой (рисунок 11). В корпусе установлен трубный пучок, состоящий из трубок, расположенных по треугольнику; трубных решеток, направляющих перегородок и плавающей головки. Трубки закреплены в трубной решетке развальцовкой с обваркой. Перегородки имеют горизонтальный срез. С одной стороны к корпусу при помощи фланцев присоединена камера, с другой - крышка.

Нагреваемый газ поступает в трубное пространство, охлаждение ведется за счет воздуха, поступающего в межтрубное пространство (корпус).

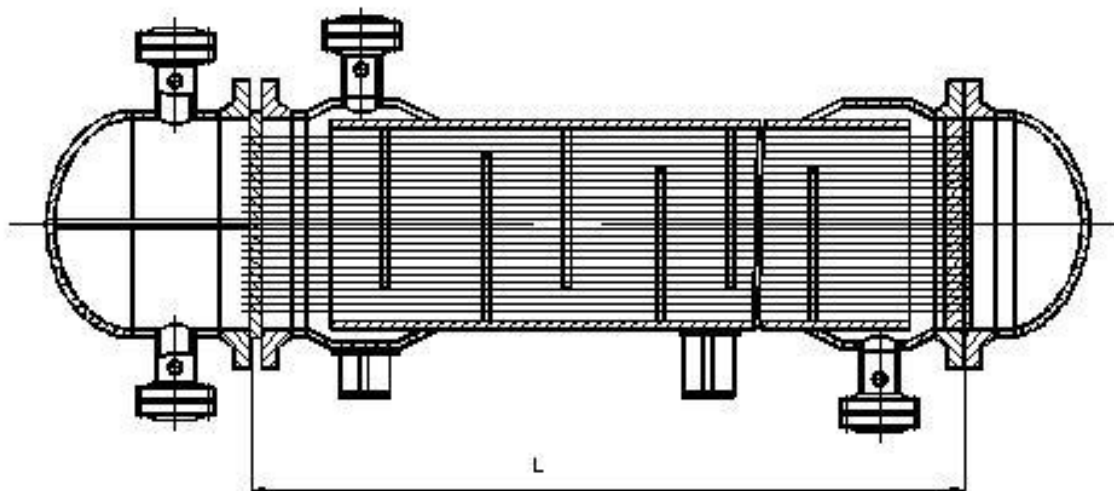


Рисунок 11– Теплообменник газ-газ

2.4 Разработка конструкции реактора

Реактор для переработки насыщенного нефтью сорбента (рисунок 12) представляет собой аппарат периодического действия и работает следующим образом. Исходное сырьё в виде сорбированных нефтяных шламов подаётся через патрубок 1, расположенный в крышке 2, в камеру термохимической деструкции, расположенную в корпусе 3. В камере происходит процесс превращения нефтешламов газ, пригодный для использования в качестве топлива в газопоршневом электрогенераторе. Образующийся газ выходит через патрубок 4. Через патрубки 5 подаётся воздух, в количестве, обеспечивающем частичное окисление сырья и поддержание основного процесса. Образующаяся в процессе газификации сорбированных нефтяных шламов зола, (остатки сорбента) собирается в зольник 6 в нижней части реактора и удаляется по завершении цикла газификации.

Корпус газогенератора изготовлен из трубы согласно ГОСТ 10704-91 и имеет приварные патрубки для подключения оборудования для откачки газа и подачи воздуха. К нижней части корпуса приварен зольник с крышкой и опоры (ОСТ 26-467-90), на которых будет стоять реактор. В верхней части корпуса - плоская фланцевая крышка с прокладкой гофрированной с асбестовым наполнителем из нержавеющей стали, выбранная исходя из допустимой температуры и давления в реакторе., в которой располагается загрузочный люк, выполненный в виде крышки цистерн (ГОСТ 25570-82).использован асбестовый уплотнитель или прокладка

Камера термохимической деструкции служит для загрузки внутрь газогенератора топлива, а также для протекания основного процесса. Камера установлена внутри корпуса реактора и содержит теплоизолирующую вставку из огнеупорной керамики.

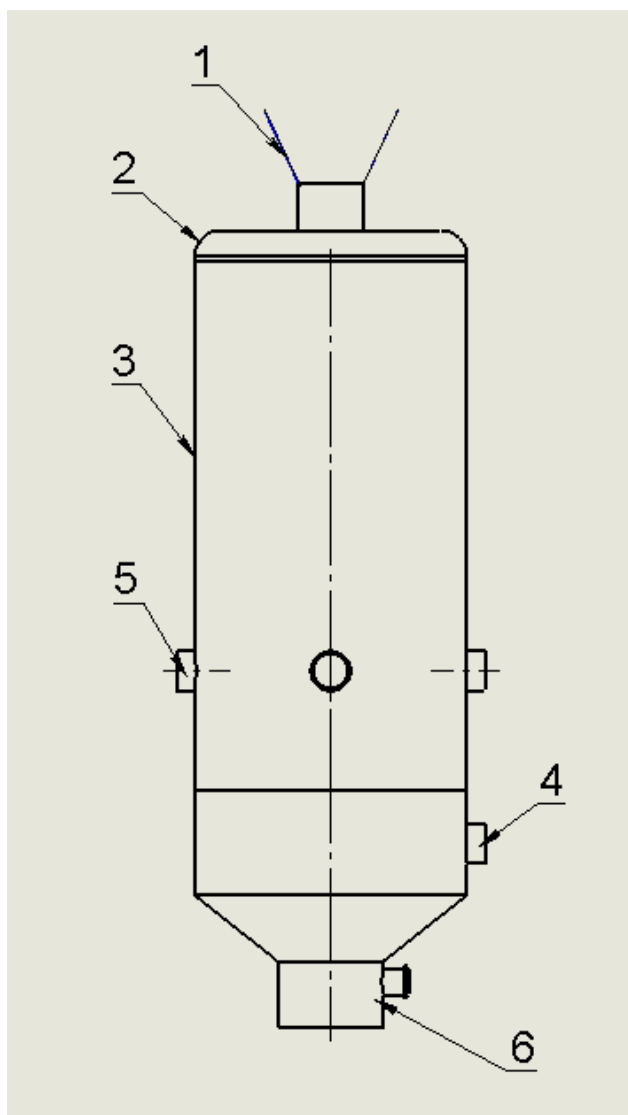


Рисунок 12 – Технологическая схема реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов: 1- патрубок для подачи сорбированных нефтешламов, 2 – крышка, 3- корпус, 4 – патрубок для отвода газа, 5 - патрубки подачи воздуха, 6 – зольник

Внутри камеры термохимической деструкции происходит процесс термохимической деструкции, который разбит на несколько этапов, происходящих в разных зонах(рисунок 13):

- зона подсушки находится в верхней части бункера, поэтому влага топлива не могла выйти из газогенератора, минуя активную зону. Здесь температура порядка 150 – 200 °С;

- зона пиролиза расположена в средней части бункера. Здесь происходит разложение органических природных соединений при недостатке кислорода при температуре 800 – 900 °С;

- зона горения (газификации) находится внизу камеры сгорания в зоне, где расположены патрубки, через которые поступает воздух. Здесь при подаче воздуха и температуре 1300 – 1500 °С происходит процесс частичного окисления сырья с выделением тепла для процесса пиролиза;

- зона восстановления находится ниже зоны горения между колосниковой решеткой и зоной горения;
- зоны горения и восстановления называются зоной активной газификации.

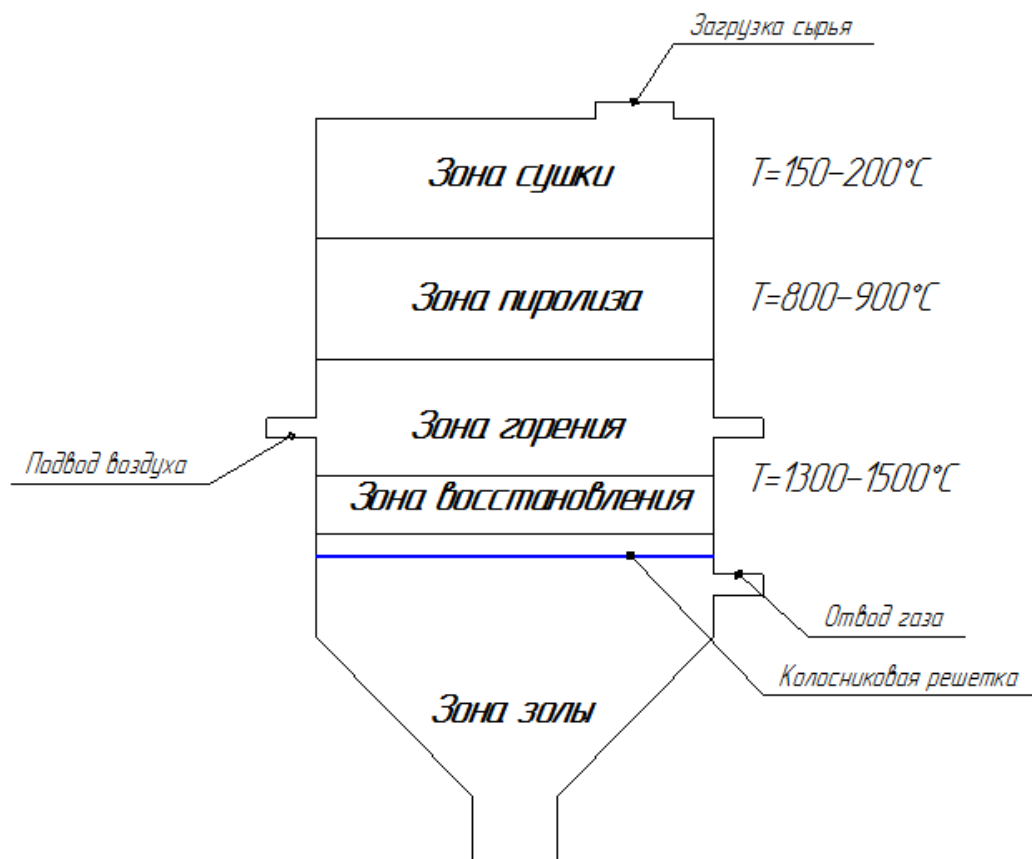


Рисунок 13 – Распределение зон термохимической деструкции в реакторе

В результате генераторный газ состоит из нескольких компонентов[19]:

- горючие газы: CO (оксид углерода), H₂ (водород), CH₄ (метан) и C_nH_m (непредельные углеводороды без смол);
- балласт: CO₂ (углекислый газ), O₂ (кислород), N₂ (азот), H₂O (вода).

В нижней части камеры термической деструкции расположена колосниковая решетка. Через отверстия решетки зола от переработанных сорбированных нефтяных шламов проваливается в зольник. Чтобы колосниковую решетку можно было очищать от шлака, она сделана съемной.

Фильтр – пылеуловитель и фильтр тонкой очистки располагаются за корпусом газогенератора. Они изготовлены из труб, наполненных фильтрующими элементами.

Прежде чем поступить в фильтр тонкой очистки, газ проходит через охладитель. А после фильтра тонкой очистки очищенный газ поступает в смеситель, где смешивается с воздухом. И только затем газо-воздушная смесь поступает в двигатель внутреннего сгорания.

2.5 Расчет основных параметров реактора

2.5.1 Расчет геометрических параметров камеры термохимической деструкции

Рассчитаем объем камеры газификации, исходя из загрузки реактора $M_z=200\text{ кг}$ и плотности сорбированных нефтяных шламов.

Исходные данные по сорбенту:

насыпная плотность сорбента $\rho_{\text{сорб}}=20 \text{ кг/м}^3$

сорбционная емкость $y_{\text{сорб}}=45 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$

Усредненная плотность органической части нефтешламов $\rho_{\text{нефтешлам}}=850 \text{ кг/м}^3$

Рассчитаем долю органической части нефтешламов и сорбента в общей массе загрузки сорбированных нефтяных шламов:

$$m_{\text{сорб}} = \left(\frac{1}{y_{\text{сорб}}} \right) \cdot M_z, \quad (1)$$

$$m_{\text{нефтешлам}} = \left(\frac{44}{y_{\text{сорб}}} \right) \cdot M_z, \quad (2)$$

$$m_{\text{сорб}} = \left(\frac{1}{45} \right) \cdot 200 = 4,44 \text{ кг},$$

$$m_{\text{нефтешлам}} = \left(\frac{44}{45} \right) \cdot 200 = 195,6 \text{ кг},$$

Зная, что $V = \frac{m}{\rho}$ найдем объем нефтешламов и сорбента:

$$V_{\text{сорб}} = \frac{m_{\text{сорб}}}{\rho_{\text{сорб}}} = 0,22 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{нефтешлам}} = \frac{m_{\text{нефтешлам}}}{\rho_{\text{нефтешлам}}} = 0,23 \text{ м}^3,$$

Объем камеры термохимической деструкции:

$$V = V_{\text{нефтешлам}} + V_{\text{сорб}} = 0,45 \text{ м}^3, \quad (3)$$

Зная, что

$$V_{\text{цилиндра}} = \pi \cdot r^2 \cdot h, \quad (4)$$

подберем высоту камеры газификации $h=1250\text{мм}$, а радиус $r=335\text{мм}$.

Исходя из прочностного расчета и расчета тепловой изоляции, представленных в п.2.5.3 с таким радиусом и толщиной внутренней изоляции корпуса можно подобрать трубу для изготовления обечайки корпуса $D_n = 820\text{мм}$ согласно ГОСТ 10704-91 [20]

2.5.2 Прочностной расчет

Расчет выполнялся в программной среде Mathcad 14, подробный расчет представлен в приложении Б.

Рассчитаем толщину стенки цилиндрического корпуса реактора и допускаемое давление для принятой стенки, работающего при следующих условиях:

$\sigma=103,58 \cdot 10^6\text{Па}$ - допускаемое напряжение материала при рабочей температуре (материал корпуса сталь 12х18н10т) [21]

$P=1\text{атм}$ - рабочее давление

$\varphi=1$ - коэффициент сварного шва

$D_{\text{вн}}=806\text{мм}$ - внутренний диаметр корпуса

Расчетная толщина стенки для гладкой цилиндрической обечайки при давлении изнутри

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi} = 0,39 \text{ мм} , \quad (5)$$

Действительная толщина стенки обечайки:

Найдем S' действительное значение толщины стенки корпуса, принимая поправки на коррозию и подбор под размеры ГОСТа по формуле:

$$S' = S + C_1 + C = 3\text{мм}, \quad (6)$$

где $C_1=2\text{мм}$ - поправка на коррозию;

C - поправка на округление

Допускаемое давление для принятой толщины стенки корпуса:

$$[P] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi \cdot (S - C)}{D + (S - C)} = 2,5\text{атм}, \quad (7)$$

т.к для изготовления обечайки корпуса берем трубу из ГОСТ 10704-91[20] $D_H=820\text{мм}$, то минимальная толщина стенки должна быть $S = 7\text{мм}$.

Вычислим толщину плоской фланцевой крышки без краевого момента с одним отверстием [20], исходя из следующих условий:

$d=400\text{мм}$ - диаметр отверстия в крышке

$k=0, \text{мм}$ - конструктивный коэффициент

$D_2=0,806\text{мм}$ - внутренний диаметр корпуса

$D_3=0,914\text{мм}$ - диаметр болтовой окружности

Коэффициент ослабления крышки отверстием:

$$k_0 = \sqrt{1 + \left(\frac{d}{D_3}\right) + \left(\frac{d}{D_3}\right)^2} = 438,138, \quad (8)$$

Расчётная толщина крышки:

$$S_1 = k \cdot k_0 \cdot D_3 \cdot \sqrt{\frac{P}{\sigma}} = 5,01\text{мм}, \quad (9)$$

$$S_{21} = S_1 \cdot \sqrt{3 \cdot \frac{(D_3 - D_2)}{D_3}} = 2,983\text{мм}, \quad (10)$$

$$S_{22} = 0,5 \cdot D_3 \cdot \frac{P}{\sigma} = 4,471\text{мм}, \quad (11)$$

Исполнительная толщина крышки с учетом поправки на коррозию:

$$S_k = S_1 + C_1 + C = 6\text{мм} \quad (12)$$

где $C_1=2\text{мм}$ - поправка на коррозию,

C -поправка на округление

Для обеспечения жёсткости принимаем толщину крышки:

$$S_k = 6\text{мм}$$

В плоской фланцевой крышке выполнено отверстие под люк для загрузки сорбированных нефтяных шламов, люк выполнен в виде крышки цистерн согласно ГОСТ 25570-82 [22] $d=400\text{мм}$

– фланцевое соединение корпуса;

Фланцевое соединение – плотно-прочное разъёмное соединение частей аппаратов, обеспечивающее герметичность. Фланцевое соединение включает в себя: фланцы, прокладку и болты.

Мы выбираем приварной фланец, который будет соединять крышку с корпусом реактора. Один фланец приварен к крышке, другой - к обечайке корпуса и является частью трубной доски.

– прокладка фланцевого соединения;

Для обеспечения герметичности соединения между фланцами устанавливают прокладки.

Выберем прокладку, исходя из допустимой температуры и давления в реакторе. Наиболее подходящей является прокладка гофрированная с асбестовым наполнителем из нержавеющей стали[23] со следующими параметрами:

P до 6,4 МПа - допустимое давление

q_0 -30Мпа – минимальное давление обжатия

$m=3,5$ - прокладочный коэффициент

$t=873K$ -допустимая температура

– геометрические характеристики фланцевого соединения.

Найдем диаметр окружности болтов по формуле:

$$D_6 = (1,1 \div 1,2) \cdot D^{0,933} = 900 \text{ мм}, \quad (13)$$

$$D_6 \geq D + 2 \cdot (s + d_6 + u) - \text{условие выполняется}$$

где $D=806$ мм - внутренний диаметр корпуса (трубы),

$s=7$ мм - толщина стенки корпуса (трубы),

$d_6=30$ мм - диаметр болтов,

u - нормативный зазор между гайкой и обечайкой, $u=5$ мм.;

Наружный диаметр фланца

$$D_{фн} = D_6 + 2,3 \cdot d_6 = 969 \text{ мм}, \quad (14)$$

Диаметр отверстия под болт

$$d_{о6} = 1,15 \cdot d_6 = 35, \quad (15)$$

Наружный диаметр прокладки

$$D_{пн} = D_6 - e = 861 \text{ мм}, \quad (16)$$

где e - нормативный размер, который выбирается как $e = 1,3 \cdot d_6 = 39$ мм

Средний диаметр прокладки

$$D_{\text{пс}} = D_{\text{пн}} - a = 851 \text{ мм}, \quad (17)$$

где a - ширина прокладки, которая выбирается согласно рекомендациям: для плоских металлических - $a = 10 \text{ мм}$.

Расчётная ширина прокладки b определяется в зависимости от конструкции уплотнительных поверхностей фланца. Для плоских прокладок:

Уплотнительные поверхности шире прокладки:

$$b_0 = \frac{a}{2} = 5 \text{ мм}, \quad (18)$$

Во всех случаях принимают расчётную ширину прокладки:

$$b = b_0, \text{ если } b_0 \leq 6 \text{ мм};$$

Усилия во фланцевом соединении

Для обеспечения герметичности усилие во фланцевом соединении должно быть не менее усилия предварительного обжатия прокладки:

$$Q_{\text{п}} = \pi \cdot D_{\text{пс}} \cdot b \cdot q_0 = 400,8 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (19)$$

здесь q_0 - минимальное давление обжатия прокладки

При эксплуатации во фланцевом соединении имеет место усилие $Q_{\text{э}}$, которое складывается из следующих составляющих:

$$Q_{\text{э}} = R_{\text{п}} + Q_{\text{д}} + Q_{\text{т}}, \quad (20)$$

где: $R_{\text{п}}$ - сила осевого сжатия прокладки (реакция прокладки).

$$R_{\text{п}} = 2 \cdot \pi \cdot D_{\text{пс}} \cdot b \cdot m \cdot P_{\text{р}} = 4,676 \text{ кН} \quad (21)$$

здесь и далее $P_{\text{р}} = 1 \text{ атм}$ - рабочее давление, m - модуль прокладки, $Q_{\text{д}}$ - усилие от внутреннего давления

$$Q_{\text{д}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{пс}}^2}{4} \cdot P_{\text{р}} = 28,41 \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (22)$$

где $Q_{\text{т}}$ - усилие от разности температур болтов и фланца:

$$Q_{\text{т}} = \gamma \cdot z_{\text{б}} \cdot F_{\text{б}} \cdot E_{\text{б}} \cdot t_{\text{ф}} \cdot (\alpha_{\text{ф}} - 0,95 \cdot \alpha_{\text{б}}) = 13,168 \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (23)$$

где: $t_{\text{ф}}$ - температура фланца, которую можно принять равной температуре среды в корпусе (рабочей температуре),

γ - коэффициент, который выбирается в зависимости от диаметра обечайки D и рабочего давления P_p по таблицам или графикам, для $D \leq 1000 \text{ мм}$ и $P_p \leq 6,4 \text{ МПа}$ можно принять $\gamma = 0,02$,

$\alpha_{\text{ф}}$ и $\alpha_{\text{б}}$ - коэффициенты линейного термического расширения материала фланца и болта, соответственно, коэффициент 0,95 учитывает разницу температур фланца и болта;

$z_{\text{б}}$ - число болтов (выбор числа болтов дан ниже),

$F_{\text{б}}$ - минимальное поперечное сечение болта (по внутреннему диаметру резьбы или внутреннему диаметру проточки, если таковая имеется),

$E_{\text{б}}$ - модуль упругости материала болта.

Для того чтобы обеспечить герметичность соединения при заданном давлении и податливости выбранной прокладки при монтаже затяжкой болтов необходимо создать определённое усилие. Усилие затяжки болтов при монтаже:

$$Q_{\text{м}} = \xi \cdot (\beta \cdot Q_{\text{д}} + R_{\text{п}}) = 89,32 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (24)$$

где: ξ - коэффициент прочности, выбирается минимальным из двух значений:

$$\xi = \min \left\{ \frac{[\sigma]_{\text{ф}}^{20}}{[\sigma]_{\text{ф}}^t}; \frac{[\sigma]_{\text{б}}^{20}}{[\sigma]_{\text{б}}^t} \right\}, \quad (25)$$

здесь $[\sigma]_{\text{ф}}^{20}$ и $[\sigma]_{\text{ф}}^t$ - допускаемые напряжения материала фланцев при температуре 20 °С и при рабочей температуре соответственно,

$[\sigma]_{\text{б}}^{20}$ и $[\sigma]_{\text{б}}^t$ - то же для материала болтов;

$\beta = 1,1$ - коэффициент жёсткости соединения, выбирается в зависимости от рабочего давления и диаметра обечайки. Для $D \leq 1000 \text{ мм}$ и $P_p \leq 1,0 \text{ МПа}$ можно принять $\beta = 1,1$.

$$\xi = 2,486$$

Выбор болтов

При расчёте болтов на прочность расчётное усилие болтов $Q_{\text{б}}$ выбирают максимальное из трёх значений:

$$Q_{\text{б}} = \max \{ Q_{\text{п}}, Q_{\text{м}}, Q_{\text{э}} \} \quad (26)$$

Число болтов определяют как:

$$z_{\text{б}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{б}}}{l_{\text{б}}} = 22,428 \approx 22 \text{ шт}, \quad (27)$$

и округляют до целого чётного значения. Здесь l_6 - шаг болтов, который выбирают из условия герметичности соединения в зависимости от диаметра болта и рабочего давления:

Таблица 2 – Выбор шага болтов

P_p , МПа	≤ 0.3	0.3 - 0.6	0.6 - 1.0	4 - 10
l_B/d_B	4.2 - 5.0	3.8 - 4.8	3.0 - 3.8	2.1 - 2.8

Допускаемое напряжение для болтов определяется как:

$$[\sigma] = \frac{2,4 \cdot [\sigma]}{n} = 0,75 \text{ МПа}, \quad (28)$$

где σ - допускаемое напряжение материала из [Табл. П6 Приложений, 24],
 n - коэффициент запаса прочности, который при не контролируемой затяжке выбирают в соответствии с материалом и диаметром болтов:

Таблица 3 – Коэффициент запаса прочности

Диаметр болта, мм	6÷26	30÷60
Углеродистая сталь	5÷4	2,5÷1,6
Легированная сталь	6,5÷5	3,3

Определение толщины фланца

Болты при затяжке создают изгибающий момент на фланце и толщина фланца h должна быть достаточна, чтобы изгибающие напряжения во фланце были меньше допускаемых. По упрощенной методике расчёта условие обеспечения прочности фланца:

$$\sigma = \frac{6 \cdot Q_\phi \cdot l}{\pi \cdot D_{\phi n} \cdot h^2} \leq [\sigma]_\phi \quad (29)$$

где Q_ϕ - расчётное усилие на фланце:

$$Q_\phi = \frac{Q_t + z_6 \cdot F_6 \cdot [\sigma]_6}{2} = 411 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (30)$$

l - плечо изгибающего момента (расстояние от оси болтов до обечайки):

$$l = \frac{D_6 \cdot (D + 2 \cdot s)}{2} = 0,04 \text{ м}, \quad (31)$$

Фланцевые соединения патрубков для закачки воздуха и отвода газа рассчитываются аналогично, расчет представлен в приложении Б.

2.5.3 Тепловой расчет

Теплота сгорания топлива – это то количество теплоты Q (кДж), которое выделяется при полном сгорании 1 кг жидкого или 1 м³ газообразного топлива.

В зависимости от агрегатного состояния влаги в продуктах сгорания имеет место разделение на высшую и низшую теплоту сгорания.

Влага в продуктах сгорания жидкого топлива образуется при горении горючей массы водорода H , а также при испарении начальной влаги топлива w . В продукты сгорания попадает также и влага воздуха, использованного для горения. Однако ее обычно не учитывают. При содержании в топливе водорода с горючей массой $H_{ркг}$ при горении образуется $9H_P$ кг влаги. При этом в продуктах сгорания содержится $(9H_P + W_P)$ кг влаги. На превращение 1 кг влаги в парообразное состояние затрачивается около 2500 кДж теплоты. Теплота, затраченная на испарение влаги, не будет использована, если конденсации паров воды не произойдет. В этом случае получим низшую теплоту сгорания:

$$Q_{pH} = Q_{pB} - 25(H_P + W_P), \quad (32)$$

При Рпсчетном методе определения теплоту сгорания определяют по формуле Д. И. Менделеева[25]:

$$Q_{pH} = 339C_p + 1030H_p - 109(O_p - S_p) - 25W_p \text{ кДж/ кг}, \quad (33)$$

где C_p , H_p , O_p , S_p и W_p соответствуют содержанию углерода, водорода, кислорода, серы и влаги в рабочем топливе, %.

В таблице представлены основные данные по элементарному составу топлив, применяемых в транспортных газогенераторах.

Таблица 4 - Основные данные по элементарному составу углеродосодержащих топлив

Топливо	Содержание в %		Горючая масса в % по весу				
	Влаг W_p	Золы A^c	Углерод C_p	Водород H_p	Кислород O_p	Азот N_p	Сера S_p
Углеродосодержащие топлива	20	0,2	82	15	2	0,6	0,4

Найдем теплоту сгорания по формуле Д.И.Менделеева:

$$Q_{pH} = 339 \cdot C_p + 1030 \cdot H_p - 109(O_p - S_p) - 25W_p = 4,313 \cdot 10^4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

На газификацию топлива в реакторе затрачивается 20 % от общей массы, поэтому теплота сгорания, выделяющаяся при газификации:

$$Q_1 = 0,2 \cdot Q_p = 8,626 \cdot 10^3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (34)$$

т.к. при пиролизе теплота поглощается, то всего 10 % выделившейся в ходе реакции теплоты будет действовать на внутреннюю поверхность реактора:

$$Q_2 = 0,1 \cdot Q_1 = 862,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (35)$$

Рассчитаем удельный тепловой поток, который определяется как частное от количества тепла, выделяемого в ходе реакции, и внутренней поверхности реактора[25]:

$$q = \frac{Q_2}{m \cdot F} = 18 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (36)$$

где Q_2 - теплота, выделившаяся в ходе термохимической деструкции топлива,

$m=200$ кг – масса топлива, загружаемого в реактор,

F - площадь цилиндрической поверхности камеры термохимической деструкции, которая находится по формуле:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h = 2,631 \text{ м}^2, \quad (37)$$

Расчет изоляции стенок корпуса.

Внутри корпуса реактора для защиты от высоких температур (1500°C) предназначена изоляционная вставка из огнеупорной керамики, теплопроводность которой $\lambda_{\text{кер}} = 2,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$ [26] и толщина $\sigma_{\text{кер}} = 60 \text{ мм}$. Между керамической вставкой и обечайкой корпуса прокладывается тонкий слой базальтовой ваты, для удобства крепления и дополнительного снижения высоких температур ($\lambda_{\text{вата}} = 0,04 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$ [26], $\sigma_{\text{вата}} = 12 \text{ мм}$). Обечайка корпуса выполнена из стали 12X18Н10Т толщиной $\sigma_{\text{сталь}} = 7 \text{ мм}$ (см. п 2.4.2) и теплопроводностью $\lambda_{\text{сталь}} = 25 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$ [26].

Принимаем температуру внутри реактора и на его внутренней стенке:

$T_{\text{ст1}} = 1773 \text{ К}$ – температура внутренней стенки реактора

Вычислим толщину теплоизоляции так, чтобы температура наружной поверхности реактора не превышала 30°C

$T_{\text{ст5}} = 303 \text{ К}$ – температура наружной стенки корпуса реактора

Температура стенок реактора (рисунок 14) на каждом слое тепловой изоляции, а также расчетная толщина базальтовой ваты снаружи корпуса определяется из системы уравнений:

$$\begin{cases} T_{ст2} = T_{ст1} - \frac{q \cdot \delta_1}{\lambda_{кер}} = 1303,435K \\ T_{ст3} = T_{ст2} - \frac{q \cdot \delta_2}{\lambda_{вата}} = 763,4K \\ T_{ст2} = T_{ст3} - \frac{q \cdot \delta_3}{\lambda_{сталь}} = 759,115K' \\ \delta_4 = \frac{\lambda_{вата} \cdot (T_{ст4} - T_{ст5})}{q} = 759,115K \end{cases} \quad (38)$$

где $q = 18 \frac{кДж}{кг}$ - удельный тепловой поток на стенки корпуса (см. п 2.5.3)

Итак, снаружи обечайка изолируется слоем базальтовой ваты, толщиной $\delta_4 = 10\text{мм}$, обеспечивающей температуру снаружи корпуса, равную 30°C , а температуру стенок корпуса округлим и переведем в градусы Цельсия

$T_{ст2} = 1030^\circ\text{C}$ - температура стенки корпуса после слоя огнеупорной керамики,

$T_{ст3} = 490^\circ\text{C}$ - температура стенки корпуса после слоя базальтовой ваты

$T_{ст4} = 486^\circ\text{C}$ - температура стенки корпуса после слоя стали

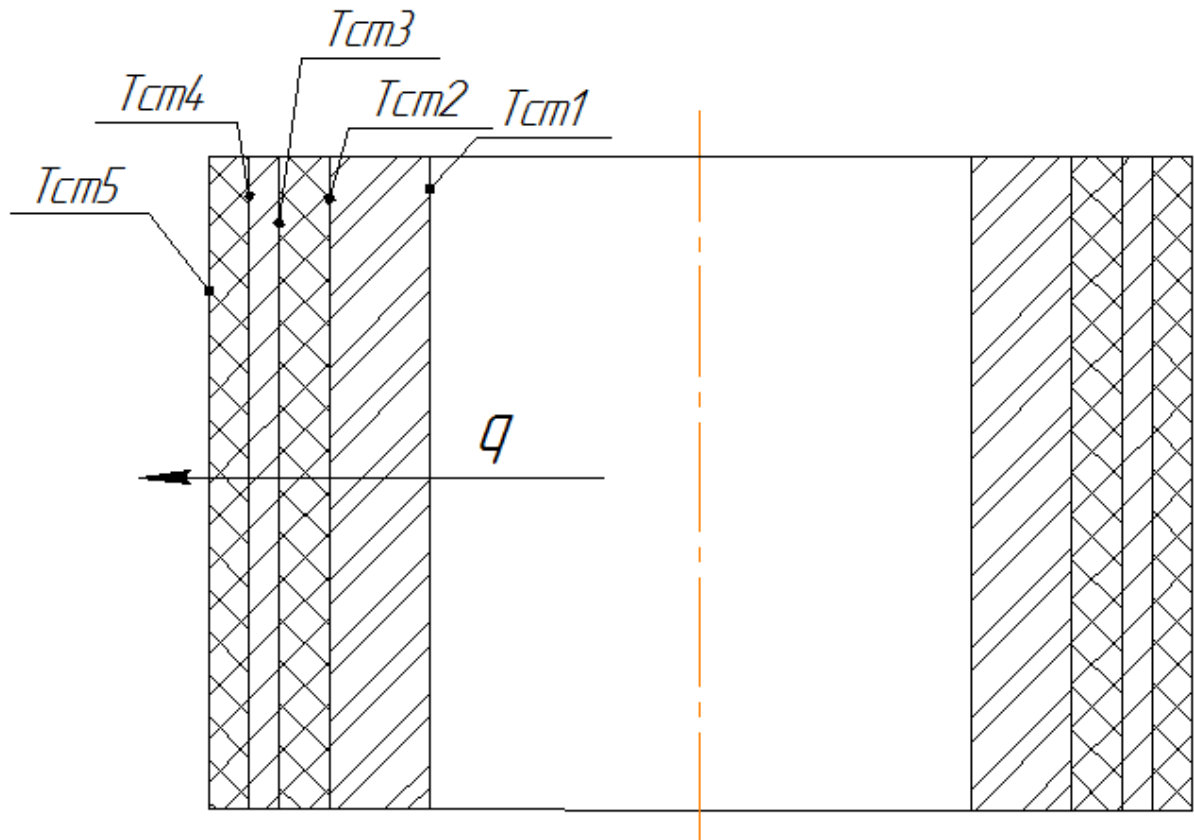


Рисунок 14 – Схема к расчёту удельного теплового потока

2.5.4 Определение основных параметров процесса термохимической деструкции

Для определения основных параметров процесса термохимической деструкции необходимо знать элементарный состав топлива, на котором работает реактор и примерный состав газа, который может быть получен в результате ведения процесса термохимической деструкции

В таблице приведены основные данные по элементарному составу углеводородного топлива. Содержание влаги в топливе W_p дано в процентах по весу по отношению к рабочей массе топлива, золы A^c - в процентах по весу по отношению к сухой массе, а остальные компоненты - в процентах по весу по отношению к горючей массе топлива

Таблица 5 - Основные данные по элементарному составу углеродосодержащих топлив

Топливо	Содержание в %		Горючая масса в % по весу				
	Влаги W_p	Золы A^c	Углерод C_p	Водород H_p	Кислород O_p	Азот N_p	Сера S_p
Углеродосодержащие топлива	16	0,2	41,5	5	35,7	0,8	0,4

На основании результатов многократных исследований работы было замечено, что состав генераторного газа зависит лишь от топлива, на котором работает газогенератор (реактор). Для всех последующих расчетов можно пользоваться составами газа, приведенными в таблице. Компоненты газа даны в процентах по объему по отношению к сухому газу

Таблица 6 - Состав газа[27]

Топливо	Состав сухого газа в % по объему					
	CO_2	CO_2	H_2	N_2	CH_4	O_2
углеродосодержащее	1,8	32,5	15,2	48,3	1,7	0,5

Горючая масса состоит из углерода $C^Г$,водорода $H^Г$,кислорода $O^Г$,азота $N^Г$ и серы $S^Г$

$$C^Г + H^Г + O^Г + N^Г + S^Г = 100\%$$

Сухая масса топлива состоит из горючей массы и золы. Компоненты сухой массы топлива обозначаются буквой «с»

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S^c + A^c = 100\%$$

Для пересчета состава топлива с горючей массы на сухую пользуются для любого компонента следующей формулой:

$$x^c = \frac{x^r \cdot (100 - A^c)}{100} = 199,996 \text{ кг}, \quad (39)$$

где $x^r = 200$ кг - масса загрузки сорбированных нефтяных шламов

Рабочая масса топлива состоит из сухой массы и влаги. Компоненты рабочей массы обозначаются буквой „р“. Пересчете сухой массы на рабочую производится для любого компонента по формуле:

$$x^p = \frac{x^c \cdot (100 - W_p)}{100} = 100,596 \text{ кг}, \quad (40)$$

Низшая теплотворность рабочей массы твердого топлива определяется по формуле Менделеева:

$$H_n^p = 81 \cdot C^p + 246 \cdot H^p - 26 \cdot (O^p - S^p) - 6 \cdot W_p = 3,576 \cdot 10^3 \text{ ккал/кг}, \quad (41)$$

Выход сухого газа из 1 кг рабочего топлива:

$$V_g = \frac{22,4 \cdot (C^p - C_n)}{CO + CO_2 + CH_4} = 1,721 \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (42)$$

где $C_n = 1,5\%$ — потери углерода (на основании опытных данных потери углерода C_n в очаговых остатках и в виде пыли оцениваются в 1,5—2,5%). 22,4 - объем 1 моля газа в м^3 при 0°C и 760 мм рт. ст.

Удельный вес сухого нормального генераторного газа определяется в зависимости от его состава по формуле (коэффициенты при компонентах газа означают удельный вес соответствующего газа при 0° и 760 мм рт. ст.):

$$\gamma = \frac{1}{100} \cdot (1,25 \cdot CO + 0,09 \cdot H_2 + 0,72 \cdot CH_4 + 1,43 \cdot O_2 + 1,98 \cdot CO_2 + 1,25 N_2), \quad (43)$$

$$\gamma = 1,225 \text{ кг/м}^3$$

Содержание влаги в генераторном газе. Количество водяных паров, содержащихся в газе, выходящем из газогенератора, складывается из влаги гигроскопической и влаги, образующейся из водорода топлива, за вычетом водорода, израсходованного на образование метана, и водорода газа. Количество влаги, содержащейся в 1 м^3 газа, найдем по формуле:

$$f = \frac{W_p + 9 \cdot H_p}{100 \cdot V_g} - \frac{0,804 \cdot (H_2 + 2 \cdot CH_4)}{100} = 0,205 \text{ кг/м}^3, \quad (44)$$

где W_p и H_p - процентное содержание влаги и водорода в 1 кг топлива;
 H_2 и CH_4 - процентное содержание водорода и метана в 1 м³ газа;
 0,804 - условный удельный вес в кг/м³ водяного пара при 0°
 Общее количество водяных паров в газе, образовавшихся при
 газификации 1 кг топлива:

$$G_{H_2O} = V_g \cdot f = 0,353 \frac{\text{кг}}{\text{кг топлива}}, \quad (45)$$

Расход воздуха, необходимого для газификации 1 кг топлива определяется на основании баланса азота, который при газификации топлива переходит из воздуха в газ (азотом, содержащимся в топливе, в последующих расчетах пренебрегаем ввиду незначительности его количества).

Так как 1 м³ воздуха содержит 79% азота (по объему), а 1 м³ газа содержит $N_2\%$ азота, то на образование 1 м³ газа расходуется воздуха $N_2/79$. Следовательно, на газификацию 1 кг топлива нужно воздуха

$$L = V_g \cdot \frac{N_2}{79} = 0,0127 \cdot V_g \cdot N_2 = 1,056 \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (46)$$

В соответствии с законом сохранения материи количество веществ, израсходованных при газификации 1 кг топлива, должно равняться количеству веществ, полученных в результате процесса газификации:

$$1,0 + 1,293 \cdot L = \gamma \cdot V_g + G_{H_2O} + 0,01 \cdot A^c + 0,01 \cdot C_n, \quad (47)$$

Подставим численные значения и проверим равенство:

$$1,0 + 1,365 = 2,108 + 0,353 + 0,002 + 0,015$$

$2,365 = 2,468$ – равенство выполняется, т.к. неувязка $2,468 - 2,365 = 0,103$ кг, или 0,05% может быть отнесена за счет неточности анализов топлива и газа.

Левая часть этого уравнения материального баланса представляет собой исходные компоненты, а правая часть — продукты процесса газификации. Все компоненты отнесены к 1 кг топлива и означают:

1,00 — вес топлива в рабочем состоянии;
 1,293 — удельный вес воздуха при 0° и 760 мм рт. ст.;
 $1,293 \cdot L$ — вес воздуха, расходуемого на газификацию;
 $\gamma \cdot V_g$ — вес сухого газа, образующегося в результате газификации;
 G_{H_2O} — вес водяного пара, полученного при газификации;
 $0,01 \cdot A^c$ — вес золы, выделяющейся при газификации топлива;
 $0,01 \cdot C_n$ — потери углерода с золой и в пыли, уносимой из газогенератора.

Количество H_2 и O_2 , теряемое с углем и с пылью незначительно и поэтому не учитывается.

Имея в виду возможные отклонения в составе генераторного газа по отношению к заданному составу топлива, а также округления при вычислениях, можно допустить разницу в материальном балансе в пределах $\pm 2\%$.

Коэффициент полезного действия реактора определяется по следующей формуле:

$$\eta = \frac{V_g \cdot H_u}{H_n} \cdot 100\% = 73,3\%, \quad (48)$$

где η — к. п. д. газогенератора;

H_n^p — теплотворность рабочего топлива в ккал/кг;

V_g — выход газа из 1 кг топлива в m^3/kg ;

H_u — низшая теплотворность газа при 0° И 760 мм рт. ст. в ккал/ m^3 .

Низшая теплотворность газа подсчитывается по следующему уравнению:

$$H_u = 30,35 \cdot CO + 25,7 \cdot H_2 + 85,7 \cdot CH_4 = 1,523 \text{ ккал}/m^3, \quad (49)$$

Имеющиеся в газе в небольшом количестве непредельные углеводороды $C_n H_n$ с достаточной для расчетов степенью точности можно отнести к метану.

В ходе выполнения конструкторского расчета были определены основные геометрические параметры реактора, состав генераторного газа, получаемого в процессе термохимической деструкции сорбированных нефтяных шламов, количество газа, который пригоден для дальнейшего использования в газопоршневом электрогенераторе.

3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ, ТЕКУЩЕМУ И КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ РЕАКТОРА

3.1 Система планово-предупредительного ремонта реактора

Система планово-предупредительных ремонтов (ППР) это комплекс организационных и технических мероприятий по уходу, надзору, эксплуатации и ремонту технологического оборудования, направленных на предупреждение преждевременного износа деталей, узлов и механизмов и содержание их в работоспособном состоянии.

Грамотное проведение ППР предполагает:

- планирование планово-предупредительного ремонта оборудования;
- подготовка оборудования для планово-предупредительного ремонта;
- проведение планово-предупредительного ремонта оборудования;
- проведение мероприятий, связанных с планово-предупредительным ремонтом и техническим обслуживанием оборудования.
- Система планово-предупредительного ремонта реактора включает в себя:
 - визуальный осмотр;
 - техническое обслуживание;
 - текущий ремонт;
 - капитальный ремонт.

Возможны и внеплановые ремонты, вызванные аварийными отказами из-за преждевременного износа или форс-мажорными обстоятельствами.

Визуальный осмотр представляет собой осмотр сварных швов, стенок корпуса, фланцевых соединений и качество уплотнений соединений. При визуальном осмотре также используются методы оценки износа элементов конструкции реактора с помощью методов неразрушающего контроля, таких как:

- акустический метод (ультразвуковой), для контроля герметичности сварных швов;
- магнитный метод, позволяющий обнаружить дефекты сплошности корпуса, сварных швов и фланцевых соединений.

Техническое обслуживание (ТО) реактора представляет собой комплекс операций по поддержанию его работоспособности или исправности при использовании по назначению, при ожидании, хранении и транспортировании. Основные виды работ планового и непланового технического обслуживания включают в себя:

- ежедневную уборку, чистку и смазку оборудования рабочим, обслуживающим реактор;

- ежесменный осмотр оборудования рабочим с целью своевременного устранения мелких неисправностей и регулировки механизмов во время перерывов в работе;

- осмотр и ремонт фланцевых соединений.

Текущий ремонт (ТР) выполняется для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования на период до установленного нормативами следующего ремонта.

Он состоит в замене и (или) восстановлении отдельных частей оборудования а также предполагает связанные с этим разборку, сборку и регулировку отдельных механизмов реактора. Ремонт проводится силами обслуживающего персонала и ремонтными службами на месте установки оборудования.

Во время текущего ремонта производится замена колосниковой решетки, проверка керамической теплоизоляции, проводится чистка и ремонт корпуса реактора, а также замена или ремонт фланцевых соединений.

Капитальный ремонт (КР) выполняется для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. Он предполагает полную разборку реактора, определение дефектов деталей, их ремонт или замену, а также сборочные и регулировочные работы и последующее испытание реактора. Выполняется ремонтными службами в ремонтно-механических цехах или на месте установки оборудования.

3.2 Особенности диагностирования реактора

Диагностирование реактора по переработке сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции и его элементов (фланцевые соединения, уплотнения) проводится с целью оценки их технического состояния как в период расчетного срока службы, так и после него.

При проведении обследования реактора проводятся следующие виды работ:

- внешний осмотр (визуальный);
- проверка основных элементов фланцевых соединений и их уплотнений;
- проверка корпуса с применением методов неразрушающего контроля, а также измерений величины износа;
- проверка болтовых соединений на предмет затяжки болтов, зазоров, наличие предохраняющих элементов.

При проведении визуального и измерительного контроля осматриваются наружные поверхности корпусных деталей, а также детали и места, где вероятнее всего максимальный износ и возможные механические повреждения.

3.3 Виды износа реактора и методы борьбы с ними

При работе реактора наблюдаются коррозионный, эрозионный и термический износы корпусов и внутренних устройств.

Механический износ корпуса и внутренних устройств, проявляется в виде их пластических деформаций, а также образовании трещин в металле при превышении в аппарате расчетных давлений и температур или высоких температурных напряжениях.

Также реактор подвергается газовой коррозии, то есть окислению металла при высоких температурах под воздействием компонентов дымовых газов O_2 , SO_2 , H_2O .

Термический износ, представляющий из себя разрушение структуры сплавов из-за циклических разнонаправленных высокотемпературных длительных термических воздействий.

Эрозионный износ наиболее интенсивен в местах с высокими скоростями потоков, особенно при их турбулизации и содержании в потоках твердых частиц (катализатора, адсорбента, кокса).

Эрозионный износ вызывается режущим действием движущихся частиц, несомых потоком газа, который уносит фрагменты материала с твердой поверхности, он наиболее интенсивен в местах с высокими скоростями потоков, особенно при их турбулизации и содержании в потоках твердых частиц (катализатора, адсорбента, кокса).

Для борьбы с коррозионным, эрозионным и термическим износом используют жаростойкие материалы, защитные бетонные и иные покрытия.

Материалы для изготовления корпуса и внутренних устройств выбираются в зависимости от рабочих условий в аппарате (температура, давление, агрессивность среды). Корпус ректора изготовлен углеродистой легированной стали 12X18H10T, которая выдерживает перепады высоких температур.

Также корпус реактора, работающего при высоких температурах, покрывают изнутри слоем жаростойкой керамики, которая обеспечивает снижение температуры стенки корпуса и защиту ее от коррозионного и эрозионного воздействия среды. Толщину керамического покрытия принимают от 250 до 300 мм с таким расчетом, чтобы температура стенки корпуса составляла не более 150-200°C.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлен реактор, позволяющий производить переработку сорбированных нефтяных шламов на базе пиролиза и газификации с последующей комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии с помощью газопоршневого электрогенератора.

При решении задачи были исследованы основные характеристики нефтяных шламов и методов их утилизации и переработки. Существующие методы утилизации нефтяных шламов, такие как захоронение, консервация, сжигание – неэффективны и загрязняют окружающую среду, они опасны и экономически невыгодны. Различные методы переработки нефтешламов (термические, физические, химические и др.) являются более экологичными, но требуют больших затрат.

Также в ходе работы был проведен обзор современных конструкций газогенераторов и выбрана наиболее эффективная конструкция для переработки нефтешламов – газогенератор обращенного типа.

Была разработана технологическая схема и конструкция реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов, выбрано вспомогательное оборудование, произведены расчеты основных параметров реактора, требований к конструкции и надежности реактора

Также в работе представлена система планово-предупредительного ремонта и эксплуатации реактора, сочетающая планирование сроков и объема ремонтных работ и учет действительного состояния реактора с помощью диагностирования методами неразрушающего контроля.

Таким образом, задачи решены в полном объеме, цель - разработка реактора, который позволит перерабатывать сорбированные нефтешламы методом термохимической деструкции с получением чистого топливного газа с высокой теплотворной способностью – достигнута.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Живая нефть [Электронный ресурс] : многопредмет. науч. журн. - Электрон.журн. : Москва, 2013. - Режим доступа : <http://liveoil.ru/teoriya/neftyanyie-shlamyi.html>
2. Джураев, К. А. Основные методы обезвреживания и утилизации нефтеотходов / К.А. Джураев, А.С. Аминова, С.А. Гайбуллаев // Молодой ученый. - 2014. - №10. - 136-137 с.
3. Студопедия [Электронный ресурс] : база содержит информацию о различных областях науки, в том числе нефтяной и перерабатывающей промышленности. – Москва, 2014-2016. – Режим доступа : <http://studopedia.info/1-100925.html>
4. Ягафарова Г.Г. Утилизация опасных отходов бурения / Г.Г. Ягафарова, В.Б. Барахнина // АПК «Витус» : науч.-практический журнал. – Уфа, 2009. – 2007. – № 4. – 21–24 с.
5. Оборудование для нефтяной и химической областей [Электронный ресурс] : обрахование и накопление нефтешламов – Москва, 2012. – Режим доступа : <http://www.oil-sludge.kz/>
6. Бахонина, Е.И. Современные технологии переработки и утилизации углеводородосодержащих отходов. / Е.И. Бахонина // Башкирских химический журнал. – 2015. – т. 2, №1. – С. 15-18.
7. Щукин, А.А. Газовое и печное хозяйство заводов : учебник / А.А. Щукин. - Москва-Ленинград : «Энергия», 1966. – 215 с.
8. Беспалов, В.И. Системы и источники электроснабжения : учебное пособие / В.И. Беспалов. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 208 с.
9. Газогенераторные установки [Электронный ресурс] : типы и виды газогенераторных установок. – Вологда, 2009. – Режим доступа : <http://www.gazogenerator.biz/art3.html>
10. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент. – Взамен ГОСТ 10704-76 ; введ. 01.01.93. – Москва : Издательство стандартов, 1993. – 11 с.
11. АТК 24.200.04-90 Опоры цилиндрические и конические вертикальных аппаратов. Типы и размеры. –Взамен ОСТ 26-467-84; Введ. 01.01.91. - Москва : Издательство стандартов, 1991. – 15 с.
12. ГОСТ 25570-82 Крышки люков цистерн для нефтепродуктов. Типы, основные параметры и размеры. – Введен 01.01.85. – Москва : Издательство стандартов, 24.01.83. – 9 с.
13. Алешина С.А. Автономный комплекс по очистке сточных вод нефтедобывающих предприятий [Электронный ресурс]: научная статья на II Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть» . – Красноярск, 2015, - Режим доступа : conf.sfu-kras.ru/es/oil2015/participants/1233

14. Горелка пропановая [Электронный ресурс] : каталог товаров с описанием магазина «Сварка». – Москва, 2013. – Режим доступа : http://svarland.ru/catalog1/gazosvarochnoe_oborudovanie/gorelki/gazovozdushnye_krovel_nye/gorelka_propanovaya_gv-rvtp-850_p_ezopodzhig/
15. Новосибирский энергомашиностроительный завод [Электронный ресурс] : Дымосос Д-3,5 М. – Новосибирск, 2016. – Режим доступа: <http://www.tayra.ru/production/5920074/5920080/5920087/>
16. Циклоны и мультициклоны [Электронный ресурс] : Оборудование для нефтяной и химической отраслей. – Москва, 2009. – Режим доступа : <http://www.oil-filters.ru/cyclones.php>
17. Угольные фильтры [Электронный ресурс] : Виды и размеры воздушных фильтров. – Москва, 2010-2016. – Режим доступа: <http://www.growmir.ru/collection/ugholnyie-filtry>
18. ХимЭнергоМаш [Электронный ресурс] : Теплообменник газ-газ. – Тула, 2004. – Режим доступа: <http://www.himenergomash.ru/content/teploobmennik-gaz-gaz>
19. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс] : Состав генераторного газа. – Москва, 2008-2014. – Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id460250p1.html>
20. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент. – Взамен ГОСТ 10704-76 ; введ. 01.01.93. – Москва : Издательство стандартов, 1993. – 11 с.
21. ГОСТ Р 52857.1-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. – Введ. 01.04.2008. - Москва : Издательство стандартов, 2008. – 26 с.
22. ГОСТ 25570-82 Крышки люков цистерн для нефтепродуктов. Типы, основные параметры и размеры. – Введен 01.01.85. – Москва : Издательство стандартов, 24.01.83. – 9 с.
23. ГОСТ 481-80 Паронит и прокладки из него. Технические условия. – Введ. 01.01. 1981 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1983. – 14 с
24. АТК 24.201.18-91 Фланцы, крышки и прокладки малогабаритных химических аппаратов. Конструкция и размеры. Технические требования. – Введен 01.07.91. – Москва : Издательство стандартов, 1993. – 8 с.
25. Теплота сгорания топлива [Электронный ресурс] : Научная библиотека limba.ru. – Санкт-Петербург, 2003. – Режим доступа : http://www.libma.ru/tehnicheskie_nauki/teplotehnika/p3.php
26. ThtrmalInfo [Электронный ресурс] : Теплопроводность, плотность и другие теплофизические свойства веществ и материалов – Москва, 2013-2016. – Режим доступа : http://thermalinfo.ru/publ/tverdye_veshhestva/raznye/teploprovodnosti_ogneuporo_v_i_keramiki/20-1-0-26
27. Ганчуков, В.И. Основы расчета и конструирования химических аппаратов и машин: учеб. пособие / В.И. Ганчуков, В.Ф. Харин. - Красноярск: СибГТУ, 1974. - 120 с.

28. Владимир, А.И. Ремонт аппаратов нефтепереработки и нефтехимии / А.И. Владимир, В.И. Перемячкин // ГУП Издательство «Нефть и газ» : учебное пособие. – Москва, 2001. – 118 с.

29. Владимир, А.И. Ремонт аппаратуры нефтегазопереработки и нефтехимии: учебник/А.И.Владимир. – Москва, 2001. – 115с.

30. Вихман Г. Л., Основы конструирования аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов: учебное пособие/ Вихман Г. Л., Круглов С. А. - Москва: Машиностроение, 1978. – 194с.

31. Ермаков В. И., Шейн В. С. Ремонт и монтаж химического оборудования: учебник / В.И. Ермаков, В.С. Шейн. - Ленинград: Химия, 1981. – 528 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

УСТРОЙСТВА ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ МЕТОДАМИ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ

Отчёт о патентных исследованиях

Выполненный в рамках ВКР по теме «Разработка реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции»

Руководитель

К.Т.Н., доцент

Е.А. Соловьёв

Выпускник

С.А. Алешина

Красноярск 2016

Общие данные об объекте исследования

Объектом исследования являются устройства для получения топливного газа из нефтяных шламов методами термохимической деструкции. Область применения устройства - переработка нефтешламов нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих производств с получением топливного газа.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: нефтешламы, реактор

Введение

Газогенератор — устройство для преобразования твёрдого или жидкого топлива в газообразную форму. Обеспечивая более полное сгорание отходов, использование газогенератора позволяет сократить выбросы в атмосферу.

Газификация — преобразование органической части твёрдого или жидкого топлива в горючие газы при высокотемпературном (1000—2000°С) нагреве с окислителем (кислород, воздух, водяной пар, CO₂ или, чаще, их смесь). Полученный газ называют генераторным по названию аппаратов, в которых проводится процесс — газогенераторов.

В данном отчёте представлен анализ патентов, описывающих устройства для получения топливного газа с помощью газификации биомассы.

При проведении анализа патентных документов ставились следующие задачи:

- оценка технического уровня и тенденции развития объекта исследования;
- выявление недостатков существующих способов и конструкций аппаратов для переработки биомассы с помощью методов термохимической деструкции.

Технический уровень и тенденции развития объекта исследования

Прежде всего, хотелось бы отметить, что в ВКР разработан реактор, позволяющий перерабатывать сорбированные нефтяные шламы методом термохимической деструкции. Данное устройство позволяет перерабатывать до 200кг/ч сорбированных нефтяных шламов с получением топливного газа. Полученный газ после очистки поступает в газопоршневой электрогенератор, где перерабатывается в тепло или электричество, пригодное как для обеспечения энергонеzáвисимости автономного комплекса по очистке сточных вод нефтедобывающих предприятий[1], так и для бытовых нужд.

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных способов и устройств для получения топливного газа.

1) Известна установка для утилизации органических отходов и нефтешламов [2], которая содержит реактор с расплавом солей, емкость фильтрации с расплавом солей, узел загрузки компонентов, узел загрузки отходов с бункером, теплообменник. В нее введены лазерная установка и мембранный кислородный генератор, реактор с расплавом солей выполнен в виде отдельной камеры газификации и отдельной камеры пиролиза. Камера пиролиза соединена отверстиями с камерой газификации, емкостью фильтрации и теплообменником, к которому подсоединен мембранный кислородный генератор. В камере пиролиза установлена оптическая линза, напротив которой установлена лазерная установка так, что фокус ее луча расположен на выходе раструба в отверстии в узле загрузки отходов, в котором расположен шнековый толкатель. В отверстиях камеры пиролиза и емкости фильтрации установлены клапаны.

Технический результат - понижение требований к влажности органических отходов и нефтешламов, повышение степени механизации и эффективности процесса утилизации органических отходов и нефтешламов.

Установка для утилизации органических отходов и нефтешламов (рисунок 1) содержит корпус 1 с камерой газификации 2, камерой пиролиза 3 и емкостью фильтрации 4, узел загрузки отходов 5, теплообменник 6, мембранный кислородный генератор 7, лазерную установку 8.

Камера газификации 2 содержит расплав солей, таких, например, как NaCl, KCl, с температурой от 850 до 950°C, которую обеспечивают нагреватели в корпусе 1. В камере пиролиза 3 выполнены соединенное с камерой газификации 2 первое отверстие 9, соединенное с емкостью фильтрации 4 второе отверстие 10, соединенное с входом теплообменника 6 третье отверстие 11 и четвертое отверстие 12, в котором расположена оптическая линза 13.

Выход теплообменника 6 соединен с мембранным кислородным генератором 7. В узле загрузки отходов 5 с бункером 14 выполнено отверстие 15, которое соединено с выходным отверстием 16 бункера 14 и распространено до соединения с полостью камеры пиролиза 3. В отверстии 15 в узле загрузки отходов 5 расположен приводимый во вращение

двигателем шнековый толкатель 17 в области выходного отверстия 16 бункера 14. На выходе отверстия 15 в узле загрузки отходов 5 образован раструб 18.

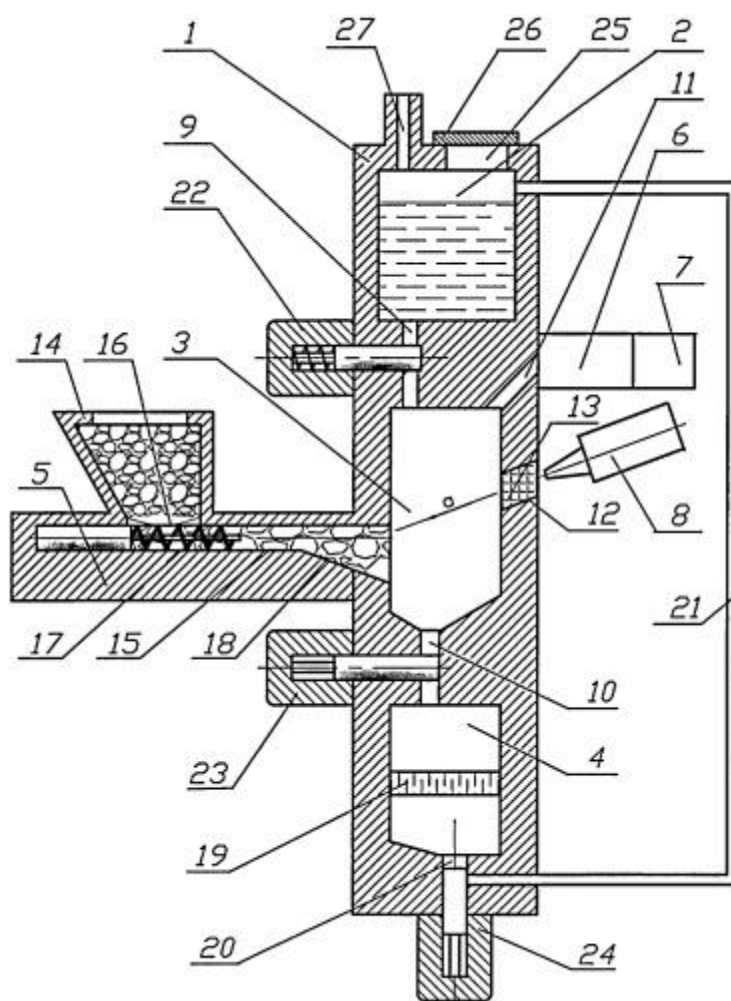


Рисунок 1 - Общий вид установки для утилизации органических отходов и нефтешламов: 1 – корпус, 2 - камера газификации, 3 - камера пиролиза, 4 - емкость фильтрации, 5 - узел загрузки отходов, 6 – теплообменник, 7 – мембранный кислородный генератор, 8 – лазерная установка, 9,10,11,12,14,16,20– отверстия , 13 – оптическая линза, 14 – бункер, 15 – отверстие,17 – толкатель,18 – раструб, 19 – фильтр, 21 – трубопровод, 22 – предохранительный клапан, 23 – клапан слива, 24 – перепускной клапан, 25 – люк, 27 – штуцер

В емкости фильтрации 4 установлен фильтр 19, например, с гранулами керамики и других поглотителей, а также выполнено отверстие 20, соединенное с трубопроводом 21, ведущим в камеру газификации 2.

В корпусе 1 установлены перекрывающий первое отверстие 9 в камере пиролиза 3 запорно-предохранительный клапан 22, перекрывающий второе отверстие 10 в камере пиролиза 3 клапан слива 23 и перекрывающий отверстие 20 в емкости фильтрации 4 и отверстие трубопровода 21 перепускной клапан 24. Каждый из клапанов 22, 23, 24 соединен с валом двигателя посредством одного из видов передачи движения с приданием клапану возвратно-поступательного перемещения.

Лазерная установка 8 и оптическая линза 13 в четвертом отверстии 12 камеры пиролиза 3 расположены так, чтобы фокус распространяемого по направлению «а» лазерного луча находился на выходе раструба 18 в отверстии 15 узла загрузки отходов 5.

Выходное отверстие раструба 18 в отверстии 15 узла загрузки отходов 5 и четвертое отверстие 12 в камере пиролиза 3 расположены выше уровня расплава солей вместе с органическими отходами и/или нефтешламами после слива дозы расплава солей из камеры газификации 2 и загрузки дозы отходов из узла загрузки отходов 5.

Окно 25 узла загрузки компонентов с солями закрыто люком 26. Штуцер 27 выхода продуктов газификации расположен на корпусе 1.

Управление клапанами 22, 23, 24 и шнековым толкателем 17 осуществляется с помощью программного устройства, например шагового реле, к контактам которого подключены выводы питания электродвигателей приводов клапанов 22, 23, 24 и шнекового толкателя 17.

Работа установки для утилизации органических отходов и нефтешламов (чертеж) осуществляется следующим образом. В камеру газификации 2 через люк 25 загружаются такие соли, как, например NaCl, KCl, и с помощью нагревателей в корпусе 1 доводятся до температуры 850-950°C, образуя расплав солей. В исходном положении запорно-предохранительный клапан 22 и клапан слива 23 перекрывают соответственно первое 9 и второе 10 отверстия в камере пиролиза 3. В соответствии с тактом работы программного устройства включаются двигатель привода шнекового толкателя 17 и лазерная установка 8. Шнековый толкатель 17 перемещает отходы от отверстия 16 в бункере 14 до выходного отверстия раструба 18 в отверстии 15 узла загрузки отходов.

Сфокусированный по направлению «а» на выходное отверстие раструба 18 лазерный луч, воздействуя температурными условиями свыше 3000°C в фокусе лазерного луча на отходы, обеспечивает разложение содержащейся в отходах воды на кислород и водород и разрыв межклеточных связей в любом веществе, из которого состоят отходы в виде органических отходов и нефтешламов. При этом повышается давление в камере пиролиза 3. Образовавшийся в результате разложения воды кислород, пройдя через третье отверстие 11 в камере пиролиза 3, охлаждается в теплообменнике 6 и после прохождения через пластины мембранного кислородного генератора 7 выводится из камеры пиролиза 3.

При достижении заданного давления газообразных продуктов разложения отходов открывается запорно-предохранительный клапан 22, в результате чего газообразные продукты пиролиза, большую часть которых составляет водород, проходя через первое отверстие 9 в камере пиролиза 3, поступают в камеру газификации 2. Проходя через расплав солей, газообразные продукты пиролиза подвергаются дальнейшему превращению в синтез-газ, который выводится через штуцер 27 в емкость для его сбора.

Когда запорно-предохранительный клапан 22 открыт, в камеру пиролиза 3 через первое отверстие 9 в камере пиролиза 3 подается заданный объем расплава солей, который определяется временем от открытия до закрытия запорно-предохранительного клапана 22, в свою очередь зависящим от заданного давления в камере пиролиза 3.

Расплав солей с температурой 850-950°C заливает поступивший из узла загрузки отходов 5 объем отходов с нормированной дозой, определяемой временем от открытия до закрытия запорно-предохранительного клапана 22, в результате чего обеспечивается пиролиз органических отходов и/или нефтешламов в замкнутом объеме без доступа воздуха при температуре 850-950°C. Посредством расплава солей под воздействием оставшейся влаги происходит газификация отходов. В результате часть отходов переходит в газообразное состояние, а часть превращается в кокс. Образующийся в результате пиролиза и газификации кислород постоянно выводится из камеры пиролиза 3 через мембранный кислородный генератор 7, создавая необходимые условия для образования метана в камере пиролиза 3.

Периодически открывается клапан слива 23, и загрязненный расплав солей через второе отверстие 10 в камере пиролиза 3 под действием собственного веса и остаточного давления в камере пиролиза сливается в емкость фильтрации 4, проходит через фильтр 19 от твердых остатков переработки отходов. Очищенный расплав солей, когда открывается перепускной клапан 24, перекачивается в камеру газификации 2.

При непрерывной подаче отходов в камеру пиролиза 3 периодически открывается и закрывается запорно-перепускной клапан 22, и процесс утилизации органических отходов и/или нефтешламов циклически повторяется.

Таким образом, процесс химико-термической переработки органических отходов и/или нефтешламов с помощью данной установки для утилизации органических отходов и нефтешламов производится в значительной степени без участия персонала, что повышает степень механизации процесса утилизации отходов.

Воздействием на отходы лазерного луча, создающего в фокусе температуру свыше 3000°C, обеспечивается разложение содержащейся в отходах влаги на водород и кислород, который выводится из камеры пиролиза 3 посредством мембранного кислородного генератора 7. Этим достигается отсутствие кислорода при химико-термических реакциях в камере пиролиза 2, что способствует более высокой степени утилизации

органических отходов и нефтешламов, повышая эффективность процесса утилизации отходов.

Путем разложения содержащейся в отходах влаги на водород и кислород до поступления отходов в камеру пиролиза 3 обеспечивается подача отходов в камеру пиролиза 3 с меньшей степенью влажности, что позволяет загружать в бункер 14 узла загрузки отходов 5 органические отходы и нефтешламы с пониженными требованиями к их влажности.

2) Известен пиролизный реактор для термической обработки углеродосодержащих отходов[3], выполненный в виде вертикального реактора с внутренним нагревом, в который периодически загружают отходы. Горячие газы, 600-900°C, не содержащие кислорода, поступают в основание реактора и проходят сквозь слой углеродосодержащих отходов. При этом происходит сушка отходов и снижается их вес на 30-60%. В результате термохимической конверсии углеродные составляющие превращаются в пиролизный горючий газ, который сжигают в газовой горелке для подачи во внутреннюю полость пиролизного реактора (см. Б.Б.Бобович, В.В.Девяткин «Переработка отходов производства и потребления», М.: изд-во «Интермет Инжиниринг», 2000 г., с.224-225).

Изобретение позволяет создать эффективный пиролизный реактор, работающий на углеродосодержащих отходах. (рисунок 1) .Углеродосодержащие отходы загружают в приемный бункер 5 и пропускают во внутреннюю полость перфорированной отверстиями трубы 3, которая находится внутри оребренной трубчатой металлической камеры 1. Оребренная трубчатая металлическая камера 1 помещена в газоплотную теплоизоляционную камеру 2. Углеродосодержащие отходы нагревают за счет подачи во внутреннюю полость перфорированной отверстиями трубы 3 горячих газов от газовой горелки 8. Пиролизный газ собирается в трубчатом коллекторе 4, после чего поступает в блок очистки и охлаждения пиролизного газа 6. Блок очистки и охлаждения пиролизного газа 6 соединен с газовой горелкой 8 и газотурбинным агрегатом 7. Газотурбинный агрегат 7 соединен газоходом с газоплотной теплоизоляционной камерой 2. . После сушки и термохимической конверсии углеродосодержащих отходов остаточные отходы выгружают из нижней части трубчатой металлической камеры, покрытой теплоизоляционным материалом, через два затвора в контейнер 9.

В процессе работы пиролизного реактора регулируют количество подаваемого пиролизного газа в горелку таким образом, чтобы температура внутри оребренной трубчатой металлической камеры не превышала температуру отходящих газов из газотурбинного электроагрегата.

Благодаря тому, что нагрев углеродосодержащих отходов осуществляется как за счет подачи во внутреннюю полость реактора горячих газов от газовой горелки, так и за счет передачи тепловой энергии от отходящих дымовых газов газотурбинного электроагрегата через оребренные

металлические стенки трубчатой камеры, достигается эффективная деструкция углеродосодержащих отходов по всему внутреннему объему пиролизного реактора.

При этом пиролизный газ будет содержать минимальное количество инертного азота, а его теплотворная способность будет существенно выше, чем у аналогичных пиролизных реакторов.

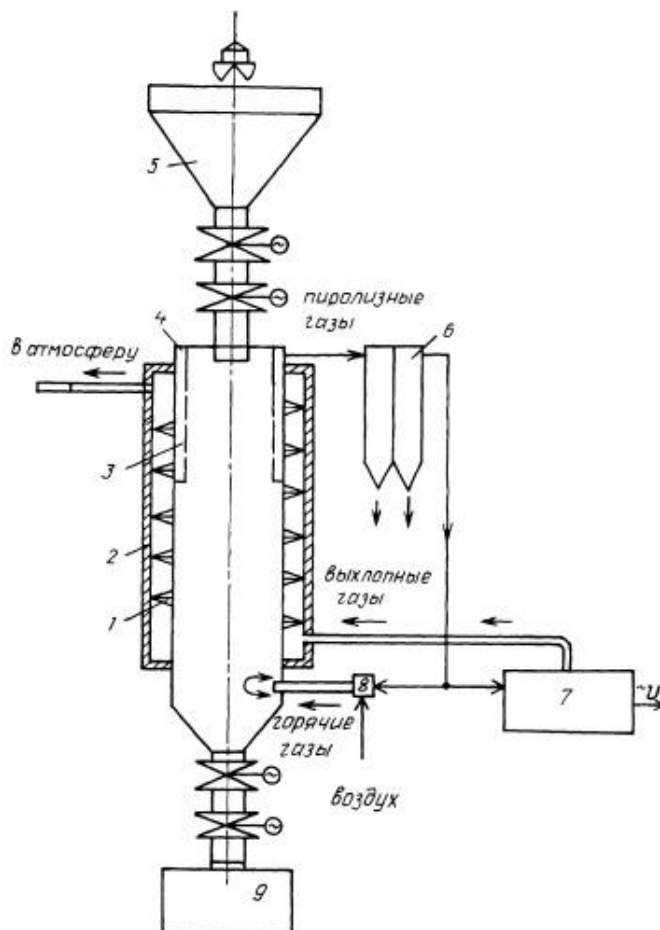


Рисунок 2 – Устройство пиролизного реактора: 1 – металлическая камера, 2 – теплоизоляционная камера, 3 – труба, 4 – трубчатый коллектор, 5 – приемный бункер, 6 – блок очистки и охлаждения пиролизного газа, 7 – газотурбинный агрегат, 8 – газовая горелка, 9 – контейнер

Недостатком такого реактора является низкая теплотворная способность пиролизного газа, содержащего до 50% инертного азота, не позволяющая использовать его в газомоторных или газотурбинных установках для выработки электрической энергии. Кроме этого, необходима дорогостоящая футеровка термостойким материалом внутренней поверхности реактора.

3) Известен способ газификации углеводородов для получения водорода и синтез-газа.[4]Изобретение относится к экологически безопасным технологиям разработки месторождений и добычи углеводородов, в

частности трудноизвлекаемых и нерентабельных залежей угля, сланцев, нефти и газового конденсата. Техническим результатом является повышение эффективности проведения подземной газификации углеводородов. Способ газификации углеводородов включает формирование в пласте залегания углеводородов подземного газогенератора и подачу воды и электроэнергии в газогенератор. При этом осуществляют электролиз воды при давлении в диапазоне от 0,1 до 23 ± 2 МПа и температуре в диапазоне 600 до 1750 К и отвод из газогенератора продуктов газификации: водорода, окиси углерода, метана и твердых частиц углерода. 1 ил.

Суть предлагаемой технологии сводится к организации процессов:

- а) подземной газификации углеводородов (ПГУ) без подачи воздуха в зону горения;
- б) окисления углеводородов продуктами электролиза воды;
- в) раздельного использования продуктов газификации углеводородов, а именно: водорода в качестве топлива для водородной энергетики, а углерода - преимущественно в качестве строительного элемента перспективных композиционных материалов.

Задачей данного изобретения является снижение затрат и повышение эффективности проведения подземной газификации углеводородов.

Решение задачи и технический результат достигаются тем, что в способе газификации угля для получения водорода и синтез-газа, основанном на вскрытии буровыми скважинами залежей углеводородов, формировании и розжиге подземного газогенератора, контроле за основными технологическими и гидрологическими параметрами, их регулировании и отводе из газогенератора исходящих газов, в газогенератор подают воду и электроэнергию, осуществляют электролиз воды при давлении в диапазоне от 0,1 до 23 ± 1 МПа и поддерживают температуру в диапазоне от 600 до 1750 К.

Принципиальная схема подземного газогенератора для реализации предлагаемого способа газификации углеводородов для получения водорода и синтез-газа показана на рисунке 3.

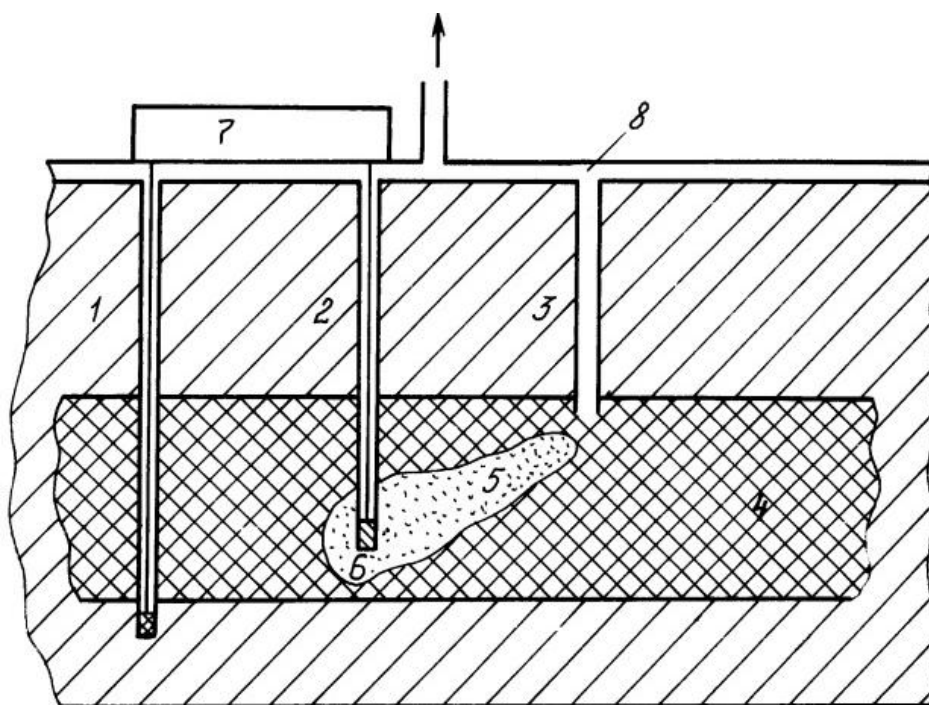


Рисунок 3 - Принципиальная схема подземного газогенератора: 1,2,3 – скважины, 4 – пласт, 5 – зона горения, 6 – электролизер с кабелем электропитания, 7 - блок управления

Здесь скважинами 1, 2, 3 в пласте 4 формируют подземный газогенератор для газификации углеводородов. В зону горения 5 вводят электролизер 6 с кабелем электропитания, датчиками и устройствами контроля за технологическими и гидрологическими параметрами. После розжига подземного газогенератора в зону горения 5 подают воду и продукты гидролиза воды: кислород и водород. С помощью блока управления 7 в зоне горения 5 поддерживают давление в диапазоне от 0,1 до 23 ± 2 МПа и температуру в диапазоне от 600 до 1750 К. Продукты газификации углеводородов по скважинам и продуктопроводу 8 направляют для дальнейшей переработки и использования. Состав исходящих газов следующий: H_2 (~60%), CO (~20%), CH_4 (~10%), C (~5%).

Таким образом, в подземном газогенераторе организуют окисление углеводородов с помощью кислорода, полученного при электролизе воды. Электролиз воды при высоком давлении и температуре (условия сверхкритического состояния воды) обеспечивает также прямое окисление углерода водой по реакции, а присутствие продуктов электролиза воды еще и усиливает этот процесс за счет электрокатализа.

В предлагаемом способе газификации нет необходимости подавать воздух в зону горения пласта, что полностью устраняет присутствие в продуктах газификации вредных соединений азота NO_x и значительно повышает теплотворную способность исходящих газов. Этому также способствует подвод электроэнергии для электролиза. В целом температура в зоне горения существенно повышается и окисление углерода при дефиците O_2 и избытке H_2 идет с образованием CO и CH_4 . Высокое (до 60%)

содержание H_2 , отсутствие вредных соединений азота NO_x и высокая теплотворная способность продуктов газификации позволяют использовать их в технологических процессах получения электроэнергии с помощью топливных элементов и углеродных наноматериалов без дополнительных затрат.

4) Известен способ утилизации нефтяных шламов и плазмокаталитический реактор для его осуществления[5]. Изобретение относится к переработке тяжелых нефтяных остатков и нефтесодержащих отходов и может быть использовано в нефтедобывающей и нефтехимической промышленности, а именно для плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов.

Способ плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов включает плазменную обработку в присутствии катализаторов, причем плазменную обработку нефтяных шламов осуществляют в виде диспергированных горючих водотопливных композиций в условиях каталитически активной воздушной плазмы электрических разрядов при среднемассовой температуре 1500-6000 К за 10^{-5} - 10^{-3} с при содержании ультрадисперсных каталитически активных материалов 0,01-1,0 мас.%, полученных в процессе плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов.

Плазмокаталитический реактор содержит плазменный генератор, реакционную камеру, форсунку и патрубки ввода сырья и вывода продуктов, причем плазменный генератор, реакционная камера и дисковая форсунка расположены горизонтально на одной осевой линии, плазменный генератор и дисковая форсунка присоединены к реакционной камере с противоположных сторон, дисковая форсунка содержит приводной вал, на котором установлены внешняя камера с дисками-эмульгаторами и внутренняя камера, содержащая втулку с отверстиями и диск-диспергатор, соединенные между собой корпусом с расположенным на нем уплотнительным кольцом, а реакционная камера содержит кварцевую трубу и водоохлаждаемый корпус с расположенным на нем патрубком вывода продуктов утилизации.

К достоинствам предполагаемого изобретения относятся малые габариты, компактность и мобильность установки, высокая удельная производительность установки, низкие удельные затраты электроэнергии на утилизацию, получение дополнительной тепловой энергии от утилизации для технологических и бытовых потребностей, низкое содержание загрязняющих веществ в очищенных отходящих газах установки, отсутствие загрязняющих органических веществ в твердых продуктах утилизации, отсутствие сброса загрязненных вод.

На рисунке 4 изображена принципиальная схема установки для плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов.

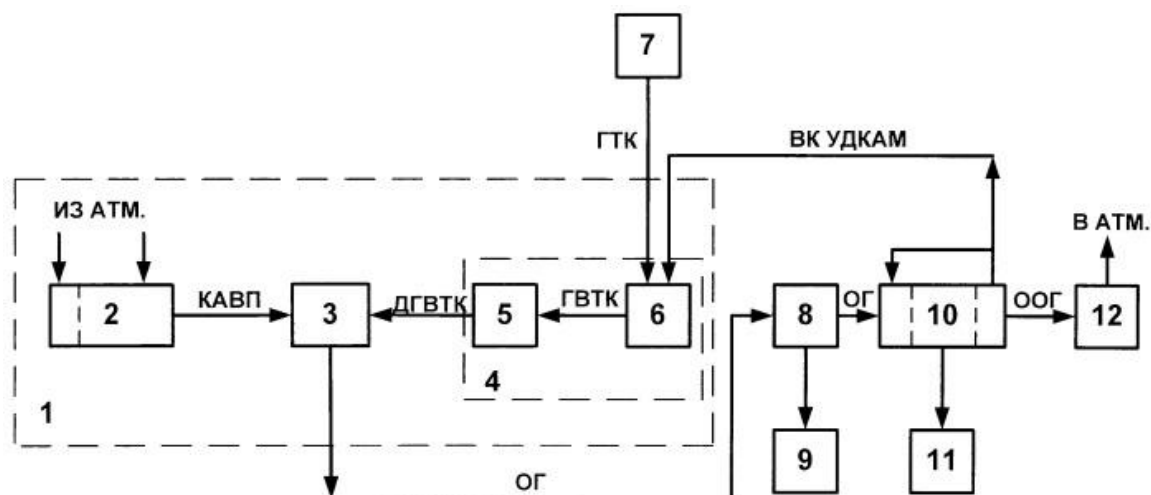


Рисунок 4 - принципиальная схема установки для плазмокатализической утилизации нефтяных шламов: 1 - плазмокатализический реактор, 2 – плазменный генератор, 3 - реакционная камера 3, 4 – дисковая форсунка, 5 – внутренняя камера, 6 – внешняя камера, 7 – заборное устройство, 8 – узел «сухой» очистки отходящих газов, 9 - приемник грубодисперсного продукта, 10 - узел "мокрой" очистки отходящих газов, 11 - приемником ультрадисперсных продуктов , 12 - вытяжной вентилятор

Установка для плазмокатализической утилизации нефтяных шламов (рисунок 4) содержит плазмокатализический реактор 1, включающий реакционную камеру 3, соединенную с плазменным генератором 2 и дисковой форсункой 4, содержащей внутреннюю камеру 5 и внешнюю камеру 6, причем дисковая форсунка 4 через внешнюю камеру 6 соединена с заборным устройством 7, реакционная камера 3 соединена с узлом "сухой" очистки отходящих газов 8, соединенным с приемником грубодисперсного продукта 9. Узел "сухой" очистки отходящих газов 8 соединен с узлом "мокрой" очистки отходящих газов 10, соединенным, в свою очередь, с приемником ультрадисперсных продуктов 11, внешней камерой 6 дисковой форсунки 4 и вытяжным вентилятором 12.

Плазмокатализический реактор 1 (рисунок 5) содержит плазменный генератор 2, реакционную камеру 3 и дисковую форсунку 4, расположенные горизонтально на одной осевой линии. Плазменный генератор 2 и дисковая форсунка 4 присоединены к реакционной камере 3 с противоположных сторон. Дисковая форсунка 4 содержит приводной вал 13, на котором установлены внешняя камера 6 с дисками-эмульгаторами 14, 15 и внутренняя камера 5, содержащая втулку с отверстиями 16 и диск-диспергатор 18, соединенные между собой цилиндрическим корпусом 17 с расположенным на нем уплотнительным кольцом 19. На дисковой форсунке 4 расположен патрубок ввода 20 нефтяного шлама в виде горючей топливной композиции из заборного устройства 7 и водной композиции ультрадисперсных катализически активных материалов из узла "мокрой" очистки отходящих газов 10. Реакционная камера 3 содержит кварцевую трубу 21 и водоохлаждаемый корпус 22 с расположенным на нем патрубком вывода продуктов утилизации 23.

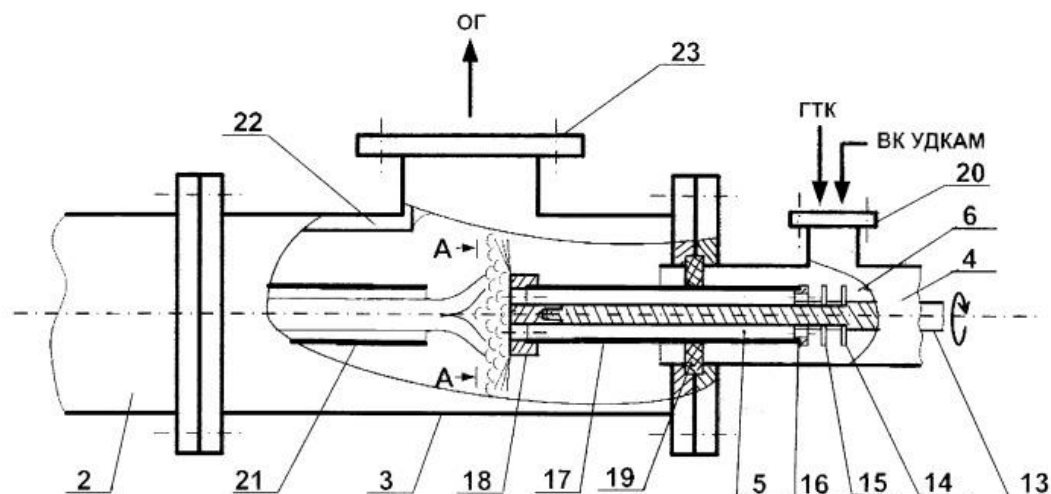


Рисунок 5 - Плазмокаталитический реактор: 1 - плазмокаталитический реактор, 2 - плазменный генератор, 3 - реакционная камера, 4 - дисковая форсунка, 5 - внутренняя камера, 6 - внешняя камера, 7 - заборное устройство, 10 - узел "мокрой" очистки отходящих газов, 14,15 - диски-эмульгаторы, 16 - втулка с отверстиями, 17 - цилиндрический корпус, 18 - диск-диспергатор, 19 - уплотнительное кольцо, 20 - патрубок ввода нефтяного шлама, 21 - кварцевая труба, 22 - водоохлаждаемый корпус, 23 - патрубок вывода продуктов утилизации

Способ плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов осуществляют следующим образом. Согласно схеме (рисунок 4) нефтяной шлам, поступивший из шламонакопителя в заборное устройство 7, механически измельчают и гомогенизируют, получают однородную и устойчивую горючую топливную композицию, которую подают во внешнюю камеру 6 дисковой форсунки 4. Сюда же подают из узла "мокрой" очистки отходящих газов 10 вначале воду, а затем водную композицию ультрадисперсных каталитически активных материалов, полученных в процессе плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов и накопившихся в узле "мокрой" очистки отходящих газов 10.

Из внешней камеры 6 дисковой форсунки 4 полученную горючую водотопливную композицию подают во внутреннюю камеру 5 дисковой форсунки 4, диспергируют и подают в виде диспергированной горючей водотопливной композиции в реакционную камеру 3 плазмокаталитического реактора 1 навстречу потоку каталитически активной воздушной плазмы со среднемассовой температурой 1500-6000 К, генерируемой плазменным генератором 2. В реакционной камере 3 плазмокаталитического реактора 1 утилизируют полученную диспергированную горючую водотопливную композицию при среднемассовой температуре 1500-6000 К, чтобы не допустить образования различных токсичных органических соединений, и получают газообразные и твердые продукты утилизации.

При горении диспергированной горючей водотопливной композиции, содержащей значительное количество воды (30-75%), происходят сложные химические процессы, связанные с испарением воды и наличием ее паров в зоне горения. Это повышает скорость горения диспергированной горючей

водотопливной композиции вследствие увеличения количества активных центров, каковыми являются положительно и отрицательно заряженные ионы, образующиеся в результате диссоциации воды. Появление в зоне горения диспергированной горючей водотопливной композиции большого числа активных центров атомарного водорода H^+ и гидроксида OH^- во много раз ускоряет реакцию окисления топлива. Вода не только является инициатором реакции окисления топлива, но и участвует в протекании самих реакций. Это подтверждается изменением интенсивности свечения пламени, которое наблюдается с увеличением содержания воды в диспергированной горючей водотопливной композиции. При горении диспергированной горючей водотопливной композиции уменьшается дымление, которое является следствием дефицита кислорода в зоне протекания реакции (Б.Б. Бобович, В.В. Девяткин. Переработка отходов производства и потребления. - М: "Интермет Инжиниринг", 2000, с. 426).

Отходящие газы, содержащие в своем составе пары воды, грубодисперсные и ультрадисперсные продукты утилизации, подают из реакционной камеры 3 плазмокаталитического реактора 1 в узел "сухой" очистки отходящих газов 8, отделяют грубодисперсные продукты и собирают их в приемник 9. Затем отходящие газы подают в узел "мокрой" очистки отходящих газов 10, конденсируют пары воды, отделяют ультрадисперсные продукты, содержащие в своем составе ультрадисперсные каталитически активные материалы, и через вытяжной вентилятор 12 очищенные отходящие газы (ООГ) выбрасывают в атмосферу. Образующуюся в узле "мокрой" очистки отходящих газов 10 водную композицию ультрадисперсных каталитически активных материалов вновь направляют во внешнюю камеру 6 дисковой форсунки 4, а осевшие ультрадисперсные продукты собирают в приемник 11. Сброс загрязненных вод отсутствует.

5) Известен реактор пиролизной установки[6], который может быть использован для получения пиролизного газа и жидкого топлива из углеродосодержащих веществ. Реактор пиролизной установки, включающий герметичную трубчатую камеру с внешним нагревом, помещенную в газоплотную теплонагревательную камеру, отличающийся тем, что реактор состоит из двух вертикальных с внешним винтовым оребрением трубчатых герметичных камер, установленных одна над другой и разделенных двумя автоматически управляемыми затворами, причем каждая из этих камер помещена, в свою очередь, во внешнюю газоплотную теплонагревательную камеру, снабженную входными и выходными газоходами с последовательной подачей горячего агента для внешнего нагрева камер, причем верхняя трубчатая герметичная камера снабжена приемным бункером для загрузки сырья с двумя автоматически управляемыми затворами и трубопроводом от вакуумного насоса для откачки воздуха после загрузки, а нижняя трубчатая герметичная камера снабжена внутренними вертикальными

перфорированными теплопередающими элементами с верхним коллектором для отбора пиролизного газа и двумя автоматически управляемыми затворами в ее нижней части для выгрузки остаточных инертных золошлаков.

Работа реактора осуществляется следующим образом. В приемный бункер 10 загружают углеродосодержащие отходы или углеродосодержащие топливные вещества. Через два автоматически управляемых затвора 11 углеродосодержащие отходы заполняют верхнюю трубчатую герметичную камеру 1. После того как закроются затворы, вакуумный насос через трубопровод 12 откачивает из трубчатой камеры воздух. В течение определенного времени производится сушка углеродосодержащих отходов за счет нагрева металлического корпуса верхней трубчатой герметичной камеры при протекании по винтовому оребрению горячих дымовых газов, которые поступают в верхнюю газоплотную теплонагревательную камеру 4 через нижний входной газоход 8 и отводятся через верхний выходной газоход 9.

После окончания сушки углеродосодержащих отходов они проваливаются в нижнюю трубчатую герметичную камеру 2 через два автоматически управляемых затвора 3. Термохимическая конверсия углеродосодержащих отходов с выделением пиролизного газа в нижней трубчатой герметичной камере осуществляется за счет нагрева ее металлического корпуса в газоплотной теплонагревательной камере 5 протекающими по винтовому оребрению горячими дымовыми газами. Поступление горячих дымовых газов от топки кипящего слоя в газоплотную камеру производится через нижний входной газоход 6.

После обтекания по винтовой линии металлического корпуса нижней трубчатой герметичной камеры дымовые газы выводятся из нижней газоплотной теплонагревательной камеры через верхний выходной газоход 7 и поступают в нижний входной газоход верхней трубчатой герметичной камеры.

Пиролизный газ по перфорированным теплопередающим элементам 13 отводится вверх по внутреннему периметру нижней трубчатой герметичной камеры и через коллектор поступает в блок очистки пиролизного газа и далее потребителю.

Остаточные инертные золошлаки через два автоматически управляемых затвора 14 выгружаются в контейнер для использования в качестве сорбентов или строительных материалов.

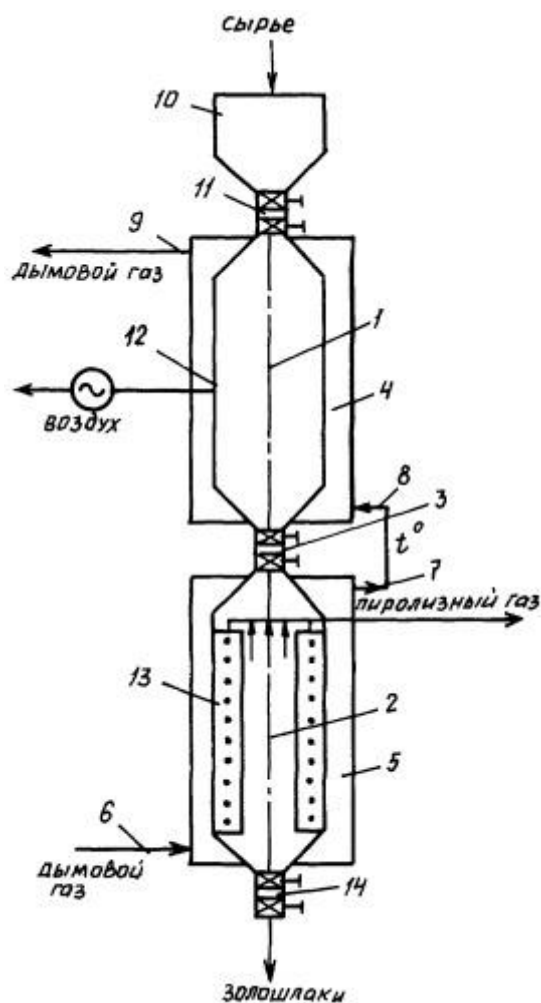


Рисунок 6 - Реактора пиролизной установки: 1 - верхняя трубчатая герметичная камера, 2 - нижняя трубчатая герметичная камера, 3 - два автоматически управляемых затвора, 4 – нижняя газоплотная теплонагревательная камеру, 5 - верхняя газоплотная теплонагревательная камеру, 6 - нижний входной газоход, 7 – верхний входной газоход, 8 - нижний входной газоход, 9 - верхний выходной газоход, 10 - приемный бункер 10, 11 - два автоматически управляемыхзатвора, 12 - трубопровод, 13 - перфорированные теплопередающие элементы, 14 - два автоматически управляемых затвора

Реактор пиролизной установки позволяет эффективно получать пиролизный газ для использования в качестве топлива для газомоторных электростанций, а также после охлаждения и очистки паров пиролизного газа получать биодизельное топливо.

Заключение

В ходе патентного исследования установлено, что среди российских изобретений за последние 10 лет можно выделить пять устройств, близких по сути к разрабатываемому устройству.

Общими тенденциями развития объекта исследования являются:

- использование газификации и пиролиза как эффективного метода переработки нефтяных шламов;
- стремление упростить конструкцию устройства, увеличить его производительность, повысить технологичность (удобство монтажа и сборки) и снизить затраты на переработку нефтяных шламов.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕАКТОРА

Программа расчета, выполненная в математической среде Mathcad 14

Выполнена в рамках ВКР по теме «Разработка реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции»

Руководитель

К.Т.Н., доцент

Е.А. Соловьёв

Выпускник

С.А. Алешина

Красноярск 2016

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент. – Взамен ГОСТ 10704-76 ; введ. 01.01.93. – Москва : Издательство стандартов, 1993. – 11 с.
2. Марочник сталей [Электронный ресурс] : база содержит марочник сталей и сплавов. – Москва, 2003-2016. – Режим доступа : http://www.splav-kharkov.com/mat_start.php.name_id=329
3. АТК 24.201.18-91 Фланцы, крышки и прокладки малогабаритных химических аппаратов. Конструкция и размеры. Технические требования. – Введен 01.07.91. – Москва : Издательство стандартов, 1993. – 8 с.
4. ГОСТ 25570-82 Крышки люков цистерн для нефтепродуктов. Типы, основные параметры и размеры. – Введен 01.01.85. – Москва : Издательство стандартов, 24.01.83. – 9 с.
5. ГОСТ 481-80 Паронит и прокладки из него. Технические условия. – Введ. 01.01. 1981 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1983. – 14 с
6. Теплота сгорания топлива [Электронный ресурс] : Научная библиотека limba.ru. – Санкт-Петербург, 2003. – Режим доступа : http://www.libma.ru/tehnicheskie_nauki/teplotehnika/p3.php
7. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс] : Состав генераторного газа. – Москва, 2008-2014. – Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id460250p1.html>
8. ThtrmalInfo [Электронный ресурс] : Теплопроводность, плотность и другие теплофизические свойства веществ и материалов – Москва, 2013-2016. Режим доступа: http://thermalinfo.ru/publ/tverdye_veshhestva/raznye/teploprovodnosti_ogneuporov_i_keramiki/20-1-0-26
9. Ганчуков, В.И. Основы расчета и конструирования химических аппаратов и машин: учеб. пособие / В.И. Ганчуков, В.Ф. Харин. - Красноярск: СибГТУ, 1974. - 120 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ГРАФИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

Выполнены в рамках ВКР по теме «Разработка реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции»

Руководитель

К.Т.Н., доцент

Е.А. Соловьёв

Выпускник

С.А. Алешина

Красноярск 2016

